

Berechnung der optimalen Auslegung von Offshore-Windkraftanlagen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit

Optimal Design of Offshore Wind Energy Converters for increased Security of
Supply

Vom Fachbereich Elektro- und Informationstechnik
der Technischen Universität Darmstadt

zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation
von Dipl.-Ing. Peter Engel
aus Worms

1. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf
2. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
3. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen

Tag der Einreichung: 01.07.2013
Tag der mündlichen Prüfung: 29.01.2014

Darmstadt 2014
D17

Berechnung der optimalen Auslegung von Offshore-Windkraftanlagen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit

Optimal Design of Offshore Wind Energy Converters for increased Security of Supply

Genehmigte Dissertation von Dipl.-Ing. Peter Engel aus Worms

1. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf
2. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
3. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen

Tag der Einreichung: 01.07.2013

Tag der Prüfung: 29.01.2014

Darmstadt — D 17

Bitte zitieren Sie dieses Dokument als:

URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-37858

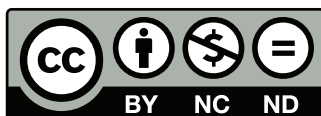
URL: <http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/id/eprint/3785>

Dieses Dokument wird bereitgestellt von tuprints,

E-Publishing-Service der TU Darmstadt

<http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de>

tuprints@ulb.tu-darmstadt.de



Die Veröffentlichung steht unter folgender Creative Commons Lizenz:

Namensnennung – Keine kommerzielle Nutzung – Keine Bearbeitung 2.0 Deutschland

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.0/de/>

Zusammenfassung

Die geplante Ausweitung der Installation von Offshore-Windkraftanlagen in Nord- und Ostsee als Teil der Umstrukturierung der deutschen Stromerzeugung hin zu einem höheren Anteil Erneuerbarer Energien soll die Zuverlässigkeit der Stromversorgung nicht verringern. Dieser Ausbau soll einerseits bei möglichst geringen Kosten stattfinden, während andererseits die Rendite neuer Offshore-Windparks ausreichend attraktiv bleiben muss, um die dafür benötigten erheblichen Investitionen auszulösen.

Um den Einfluss des Vergütungsmodells, der Umweltbedingungen in Nord- und Ostsee, des bestehenden Kraftwerksparks und der physikalischen Randbedingungen auf die zukünftige Entwicklung von Offshore-Windkraftanlagen zu ermitteln, wurden im Rahmen dieser Arbeit verschiedene Teilmodelle in der Mathematik-Software MATLAB®¹ entwickelt und miteinander verknüpft:

- Ein Optimierungsalgorithmus für Mehrgrößenprobleme, der effizient und zuverlässig die Pareto-Front für Optimierungsprobleme mit einer beliebigen Anzahl von Parametern und Zielfunktionen ermitteln kann.
- Eine Methode zur Berechnung des Beitrags eines einzelnen Kraftwerks oder eines beliebigen Kraftwerksparks zur gesicherten Leistung im Netz, basierend auf dem real existierenden Kraftwerkspark in Deutschland in den Jahren 2006 bis 2010. Es können vier unterschiedliche Kennzahlen berechnet werden.
- Ein Kostenmodell, das die Kosten für die Hauptkomponenten einer Offshore-Windkraftanlage, inklusive Netzanschluss und Installation, aus einer begrenzten Anzahl von Design-Parametern ermittelt.
- Ein Skalierungsmodell für Kennlinien von Windkraftanlagen, das es ermöglicht, mit geringem Rechenaufwand sehr realitätsnahe Kennlinien für geplante Windkraftanlagen mit beliebigen Bemessungsleistungen und Rotordurchmessern aus den Kennlinien bereits existierender Anlagen abzuleiten.
- Eine auf neuronalen Netzen basierende Fehlerkorrekturfunktion für die Windmessdaten der FINO-Forschungsplattformen, die es ermöglicht, die Messwerte ausgefallener Sensoren aus den Werten benachbarter Sensoren zu rekonstruieren.
- Eine Implementierung des EEG-Vergütungsmodells, das alle wichtigen Einflussfaktoren berücksichtigt und den Barwert einer Investition für die beiden möglichen Vergütungsvarianten berechnet.

Basierend auf den mit dem Gesamtmodell durchgeführten Optimierungen werden Schlussfolgerungen über die zukünftige Entwicklung der Offshore-Windkraft in Deutschland abgeleitet:

- Eine niedrige spezifische Leistung von maximal 250 W/m^2 ist an allen Standorten volkswirtschaftlich und betriebswirtschaftlich sowie im Hinblick auf die Versorgungszuverlässigkeit optimal.

¹ Version R2012a

-
- Um den Beitrag von Offshore-Windparks zur Versorgungszuverlässigkeit weiter zu erhöhen, ist eine Senkung der spezifischen Leistung effektiver als eine Vergrößerung der Nabenhöhe.
 - Eine Senkung der spezifischen Leistung reduziert die Rendite deutlich und erhöht die Stromgestehungskosten leicht.
 - Für einen vorgegebenen Standort entspricht die Anlagenauslegung mit der höchsten Rendite in den betrachteten Fällen auch der Auslegung mit den niedrigsten volkswirtschaftlichen Kosten.
 - Eine Erhöhung des Kapazitätskredits erhöht die Stromgestehungskosten nur unwesentlich.
 - Eine Erhöhung der Nabenhöhe über 150 m erhöht die Stromgestehungskosten und senkt die Rendite.
 - Die Entfernungskomponente der Vergütung nach EEG trägt nicht zu einer sinnvollen Steuerung der Auslegung von Offshore-Windkraftprojekten bei.
 - Die Einführung einer "Verstetigungskomponente" in die Vergütung nach EEG kann dazu beitragen, die Entwicklung so zu beeinflussen, dass Offshore-Windkraftanlagen einen größeren Beitrag zur Netzstabilität leisten.
 - Die ideale Anlagengröße für Windparkprojekte in der deutschen AWZ beträgt 7 MW bis 10 MW bei Rotordurchmessern zwischen 160 m und 240 m.
-

Abstract

The envisioned expansion of the installation of offshore wind farms in the North and Baltic Sea as part of the restructuring of the German electricity production towards a higher share of renewable energy should not reduce the reliability of the electric power supply. This expansion on the one hand should happen at the lowest possible cost, while, on the other hand, the return on investment of new offshore wind farms must remain sufficiently attractive to induce the required significant investment.

To determine the influence of the feed-in-tariff, the wind conditions in North Sea and Baltic Sea, the existing generation system, and the physical boundary conditions on the future development of offshore wind energy converters, several separate models were developed in MATLAB® in the course of this dissertation:

- An optimization algorithm for multi-dimensional problems, able to efficiently and reliably determine the Pareto-front for optimization tasks with an arbitrary number of parameters and objective functions.
- A method to calculate the contribution of a single power plant or a given generation system to the guaranteed capacity, based on the existing generation system in Germany in the years 2006 to 2010. Four different indicators can be determined.
- A cost model to calculate the costs for the main components of an offshore wind energy converter, including grid connection and installation, based on a limited number of design criteria.
- A scaling model for wind turbine power curves, enabling estimation of realistic power curves for prospective wind energy converters, featuring arbitrary nominal power and rotor diameter, based on the power curves of existing wind energy converters.
- An error correction function based on neural networks for the wind measurement data from the FINO research platforms, enabling the reconstruction of missing data from neighboring sensors.
- An implementation of the German feed-in-tariff, considering all major drivers and returning the present value of an investment for both available compensation options.

Based on the optimization conducted with the combined model, conclusions for the future development of offshore wind power in Germany are derived:

- Low specific power of at most 250 W/m^2 results in the best economic results for both the investor and the community, as well as in a high contribution to security of supply.
- To further increase the contribution of offshore wind parks to power system stability, a reduction of specific power is more effective than an increase in hub height.
- A reduction of specific power results in a considerable reduction of return on investment and a moderate increase of cost of energy.

-
- For a given location the turbine design with the highest return on investment corresponds to the design with the lowest cost of energy, for all cases considered.
 - Raising the capacity credit results in moderately increased cost of energy.
 - Rising the hub height above 150 m increases the cost of energy and lowers the return on investment.
 - The distance-to-coast component of the German feed-in-tariff does not contribute to a sensible design of offshore wind projects.
 - The introduction of a "steading" component to the feed-in-tariff can lead to design changes that will result to an increased contribution of offshore wind energy converters to security of supply.
 - The optimal offshore wind energy converter for projects in the German exclusive economic zone has a nominal power of 7 MW to 10 MW with a rotor diameter between 160 m and 240 m.
-

Vorwort

Mein Dank gilt meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf, der mich bei der Erstellung dieser Arbeit jederzeit unterstützt hat, sowie meinen Korreferenten, Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner und Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen, deren Kommentare und Korrekturen mir bei der Optimierung der schriftlichen Ausarbeitung geholfen haben.

Dipl.-Ing. Marcello Sperling hat meinem Verständnis und der Umsetzung des Themas 'Leistungskredit' mit viel Zeit und Geduld weitergeholfen und so zu einem wesentlichen Aspekt dieser Arbeit entscheidend beigetragen.

Für die Korrektur meiner ersten Entwürfe danke ich ganz besonders meinen Freunden und Kollegen Dr.-Ing. Eckehard Tröster, Dr. Denise Denter, Dr.-Ing. Matthias Söhn und Dipl.-Ing. Steffen Schinz. Ihr Engagement hat sowohl die logische als auch die orthographische Fehlerrate entscheidend reduziert.

Meine Familie, die mir immer die Freiheit gegeben hat, meine Ziele selbst zu setzen und mich dann bei der Umsetzung mit Geduld, Zeit und Ressourcen unterstützt hat, danke ich dafür, dass sie mich zu dem Menschen gemacht hat, der ich heute bin.



Erklärung zur Dissertation

Hiermit versichere ich, die vorliegende Dissertation ohne Hilfe Dritter nur mit den angegebenen Quellen und Hilfsmitteln angefertigt zu haben. Alle Stellen, die aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Darmstadt, den 30. März 2014

(Peter Engel)



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis	ix
Symbolverzeichnis	xi
Abkürzungsverzeichnis	xv
I. Einleitung	1
1. Aufgabenstellung und Aufbau	3
1.1. Ziel der Arbeit	3
1.2. Aufbau	4
2. Aktuelle Entwicklung der Windkraft	5
2.1. Onshore	6
2.1.1. Systemdienstleistungen	6
2.1.2. Schwachwindstandorte	7
2.2. Offshore	7
2.2.1. Windparks	7
2.2.2. Offshore-Windkraftanlagen	10
2.3. Ertrag und spezifische Leistung	13
II. Modellbildung	17
3. Übersicht Gesamtmodell	19
4. Ertragsmodell	21
4.1. Windgeschwindigkeit	21
4.1.1. Fehlerkorrektur	22
4.1.2. Analyse der Windverhältnisse	25

4.2. Kennlinien	30
4.2.1. Einfluss der Turbulenzintensität	30
4.2.2. Effizienzkennlinie	32
4.2.3. Effizienzkennzahl	35
4.2.4. Skalierung von Anlagenkennlinien	37
4.2.5. Zusammenfassung	39
5. Investitionskostenmodell	41
5.1. Rotorblätter	42
5.1.1. Empirische Daten	42
5.1.2. Blattauslegung	43
5.1.3. Kosten	44
5.2. Nabe	44
5.2.1. Daten	44
5.3. Antriebsstrang	45
5.3.1. Getriebe	46
5.3.2. Doppelt gespeister Asynchrongenerator	46
5.3.3. Direktantrieb mit fremd erregtem Synchrongenerator	46
5.3.4. Direktantrieb mit permanent erregtem Synchrongenerator	47
5.3.5. Umrichter	47
5.4. Gondel	48
5.5. Turm	50
5.6. Fundamente onshore	51
5.7. Gründungsstrukturen offshore	51
5.7.1. Monopiles	51
5.7.2. Aufgelöste Strukturen	52
5.7.3. Schwimmende Strukturen	53
5.8. Innerparkverkabelung	54
5.9. Netzanbindung	54
5.9.1. Onshore	54
5.9.2. Offshore	54
5.10. Installation	55
5.11. Validierung des Modells	56
5.11.1. Kostenstruktur	56
5.11.2. Sensitivitätsanalyse	56
5.11.3. Vergleich mit Onshore-Anlagen	58

6. Wirtschaftlichkeitsmodell	59
6.1. Energieertrag	59
6.2. Vergütung nach EEG	60
6.2.1. Berechnung der Vergütungssätze	60
6.2.2. Vergleich der Vergütungsmodelle	64
6.3. Stromgestehungskosten	65
6.4. Kapitalrendite	66
6.5. Anwendungsfall Alpha Ventus	67
7. Kapazitätskredit	69
7.1. Methodik	70
7.1.1. Guaranteed Capacity	71
7.1.2. LOLP basierte Verfahren	71
7.1.3. Vergleich der Methoden	75
7.2. Implementierung	77
7.2.1. Untersuchte Konfigurationen	78
7.2.2. Beschleunigte Berechnung	81
7.3. Verifikation des Modells	81
III. Anwendung	83
8. Optimierung	85
8.1. Optimierungskriterien	85
8.2. Optimierung mit einem Kriterium	85
8.3. Pareto-Optimierung mit mehreren Kriterien	87
8.4. Optimierungsalgorithmus	88
8.4.1. Beispielproblem	90
8.5. Anwendung	97
9. Ergebnisse	99
9.1. Standortoptimierung	100
9.2. Anlagenoptimierung Nordsee	102
9.3. Anlagenoptimierung Ostsee	104
9.4. Anlagenoptimierung Nordsee küstenfern	106
9.5. Schlussfolgerungen Anlagenauslegungen	108
9.6. Optimierung Gesamtsystem	108
9.7. Modifizierte Standortfunktion	110
9.8. Angepasste Vergütungsstruktur	112

9.9. Schlussfolgerungen Gesamtoptimierung	113
10. Fazit	117
10.1. Zusammenfassung	117
10.2. Ausblick	117
IV. Anhang	119
A. Effizienzkennzahlen von Windkraftanlagen	121
B. Herleitung Höhenexponent	125
C. Windstromerzeugung onshore	127
Literatur	129

Abbildungsverzeichnis

2.1. Anteile der Hersteller in den europäischen Teilmärkten für Offshore-Windparks, Fertigstellung bis 2015 (Daten 2012)	11
2.2. Marktanteile der einzelnen Turbinentypen für Offshore-Windparks, Fertigstellung bis 2015 (Daten 2012)	12
2.3. Konfigurationen aktueller Windkraftanlagen	14
2.4. Volllaststunden als Funktion von mittlerer Windgeschwindigkeit und spezifischer Leistung für $\xi_{\text{eta}} = 72\%$, Rayleighverteilung	15
2.5. Ertrag pro Rotorfläche als Funktion von mittlerer Windgeschwindigkeit und spezifischer Leistung für $\xi_{\text{eta}} = 72\%$, Rayleighverteilung	16
3.1. Gesamtübersicht über den Arbeitsablauf	19
4.1. Vergleich der Rekonstruktionsfehler bei Anwendung verschiedener Methoden, Windgeschwindigkeit Halbschalenanemometer 60 m, FINO1, 2008	23
4.2. Rekonstruierte Sensordaten, FINO1, 2008, 80 m, Halbschalenanemometer	24
4.3. Vergleich der Windgeschwindigkeiten auf 70 m, 80 m und 90 m	24
4.4. Differenzen der Windgeschwindigkeiten vor, während und nach dem Sensorausfall	25
4.5. Fehlertypen und Effektivität der Fehlerkorrektur	26
4.6. Verteilungsfunktion der Windgeschwindigkeiten, FINO1 und FINO2	27
4.7. Höhenprofile der Windgeschwindigkeiten für FINO1 und FINO2, nach Jahren	28
4.8. Windgeschwindigkeiten nach Monaten und Tageszeiten auf 100 m (FINO1) bzw. 102 m (FINO2)	29
4.9. Anlagenkennlinie bei Turbulenzintensität 0	31
4.10. Anlagenkennlinie bei Turbulenzintensität 12 % und 20 %	32
4.11. Effizienzkennlinie der Windkraftanlage Vestas V112	32
4.12. Leistungskennlinien aktueller Windkraftanlagen	34
4.13. Normierte Leistungskennlinien aktueller Windkraftanlagen	34
4.14. Effizienzkennlinien aktueller Windkraftanlagen	34
4.15. Vergleich der Kennzahlen	36
4.16. Häufigkeitsverteilung der Effizienzkennzahlen	37
4.17. Effizienzkennlinien für den Hersteller Enercon (0,8 MW bis 7,5 MW)	38
4.18. Rekonstruierte und vermessene Leistungskennlinie der E101	38
4.19. Häufigkeitsverteilung des RMSE der rekonstruierten Leistungskurven	39
4.20. Rekonstruierte Kurven: Bester Fall, Median und schlechterer Fall	40
5.1. Aufbau des Kostenmodells	41

5.2. Zusammenhang zwischen Rotorradius und Blattlänge für Rotorblätter des Herstellers LM im Jahr 2012	42
5.3. Vergleich der Untersuchungen zur Skalierung von Rotorblättern	43
5.4. Regressionsfunktion der Nabenmasse	45
5.5. Gondelmasse und Schätzung	49
5.6. Turmmasse und Schätzung	50
5.7. Kostenmodell Gründungsstrukturen Onshore	51
5.8. Kostenmodell HGÜ-Anbindung	55
5.9. Gesamtkosten Offshore-Anlagen	56
5.10. Spezifische Kosten Offshore-Anlagen	57
5.11. Sensitivitätsanalyse Kostenmodell: Relative Veränderung der Kosten über relativer Veränderung des Parameters am Arbeitspunkt	57
5.12. Vergleich Kostenmodell mit Preisliste: Verteilungsfunktion des Fehler	58
6.1. Zusammenhang zwischen Wassertiefe d_{water} , Küstenentfernung d_{off} und Dauer der Vergütungsphase II $t_{\text{EEG},2}$ nach EEG	61
6.2. Verlauf der Einspeisevergütung bei einer Dauer der Phase II $t_{\text{EEG},2}$ von 60 Monate für beide Vergütungsvarianten	61
6.3. Barwert einer äquivalenten Volllaststunde $V_{\text{p,rel}}$, bei einer Bemessungsleistung P_N von 1 W in Abhängigkeit der Dauer von Phase II $t_{\text{EEG},2}$ bei einer Verzinsung z von 8 %	63
6.4. Grenzzinssatz, zu dem die spezifischen Barwerte der beiden Vergütungsmodelle EEG2009 und EEG2012 konvergieren, in Abhängigkeit von der Dauer der Vergütungsphase II $t_{\text{EEG},2}$	64
6.5. Abhängigkeit des spezifischen Barwerts der Vergütung vom Ertrag der einzelnen Jahre nach EEG2009 und EEG2012	65
7.1. GC für einen 10 GW Offshore-Windpark (Kraftwerkspark 2010, Windjahr 2009)	72
7.2. ELCC, EFC für einen 10 GW Offshore-Windpark (Kraftwerkspark 2010, Windjahr 2009)	74
7.3. Vergleich der LOLP-basierten Kennzahlen (Nord- und Ostsee, 10 MW)	76
7.4. Vergleich der LOLP-basierten Kennzahlen mit der Guaranteed Capacity (Nord- und Ostsee, 10 MW)	76
7.5. Kennzahlen als Funktion der äquivalenten Volllaststunden (Nord- und Ostsee, 10 MW)	77
7.6. CC als Funktion der äquivalenten Volllaststunden, Nordsee (FINO 1), 5 MW	79
7.7. Relative Standardabweichung der einzelnen CC-Funktionen als Funktion der äquivalenten Volllaststunden, Nordsee (FINO 1), 5 MW	80
7.8. Abhängigkeit des CC von der Parkgröße, Nordsee (FINO 1)	80
7.9. Vergleich des CC in Nordsee und Ostsee (FINO 1 und FINO 2)	81
8.1. Schematische Darstellung eines Optimierungsvorgangs	86
8.2. Flussdiagramm des Optimierungsalgorithmus	89
8.3. Beispielproblem, drei Iterationen	91
8.4. Beispielproblem, drei Iterationen, <i>oldPartners</i> : ∞	92
8.5. Beispielproblem, unbeschränkte Iterationen, <i>oldPartners</i> : 0	92

8.6. Beispielproblem, unbeschränkte Iterationen, <i>oldPartners</i> : 0, <i>epsilon</i> : 0,01	93
8.7. Beispielproblem, unbeschränkte Iterationen, <i>maxPartners</i> : 4, <i>epsilon</i> : 0,01	93
8.8. Beispielproblem, mit <i>diffusion</i>	94
8.9. Komplexes Beispiel, ohne Zufallselemente	95
8.10. Komplexes Beispiel, mit <i>oldPartners</i>	96
8.11. Komplexes Beispiel, mit <i>diffusion</i>	96
9.1. Ergebnisse der Standortoptimierung Nordsee	101
9.2. Ergebnisse der Anlagenoptimierung Nordsee	103
9.3. Ergebnisse der Anlagenoptimierung Ostsee	105
9.4. Ergebnisse der Anlagenoptimierung Nordsee, 250 km Küstenentfernung	107
9.5. Ergebnisse der Anlagen- und Standortoptimierung Nordsee	109
9.6. Ergebnisse modifizierte Standortfunktion Nordsee	111
9.7. Ergebnisse angepasste EEG-Vergütung	114
C.1. Stromerzeugung Onshore Wind Deutschland nach Tageszeit	127
C.2. Stromerzeugung Onshore Wind Deutschland nach Monaten	128



Tabellenverzeichnis

2.1. Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee (im Bau: *)	8
2.2. Aktuelle und zukünftige Offshore-Windkraftanlagen europäischer Hersteller	11
4.1. Kenndaten Windkraftanlagen	33
5.1. Kostenfaktoren für Offshore-Gründungsstrukturen	52
5.2. Kostenfaktoren für schwimmende Gründungsstrukturen	53
6.1. Höhe der Vergütungssätze nach EEG	60
6.2. Kenndaten des Testfelds Alpha Ventus	67
6.3. Zwischenergebnisse für das Testfeld Alpha Ventus	68
8.1. Beispiel: Windkraftanlagen an einem fiktiven Standort	88
8.2. Parameter des Optimierers, vgl. Abbildung 8.3	92
8.3. Parameter des Optimierers, vgl. Abbildung 8.8	94
9.1. Standardszenario für die Optimierung	100
9.2. Grenzwerte der Optimierungsparameter	100
A.1. Effizienzkennzahlen von Windkraftanlagen	121



Symbolverzeichnis

Symbol	Beschreibung	Einheit
A_{rotor}	vom Rotor überstrichene Kreisfläche	m
C	capital (engl.), Geldbetrag	€
c	Profiltiefe Rotorblatt	m
c_{az}	Kosten Azimuthantriebe	€
c_{blade}	Blattkosten	€
c_C	Kapazitätsfaktor	1
c_{COE}	Stromgestehungskosten	€/MWh
c_D	Luftwiderstandsbeiwert	1
c_{DDEE}	Kosten fremderregte Synchronmaschine	€
c_{DDEE}	Kosten PM-erregte Synchronmaschine	€
c_{DFIG}	Kosten doppeltgespeiste Asynchronmaschine	€
c_{EEG}	Einspeisevergütung nach EEG	€/MWh
c_{ECC}	Equivalent Conventional Capacity	1
c_{EFC}	Equivalent Firm Capacity	1
c_{ELCC}	Effective Load Carrying Capability	1
c_{gear}	Getriebekosten	€
c_{gen}	Kosten Generator	€
c_{grid}	Netzanschlusskosten	€
$c_{\text{grid,internal}}$	Kosten Innerparkverkabelung	€
$c_{\text{grid,external}}$	Kosten Netzanschluss onshore	€
c_{hub}	Kosten Rotornabe	€
$c_{\text{IS,daily}}$	Tagesrate Installationsschiff	€/d
$c_{\text{IS,inv}}$	Investitionskosten Installationsschiff	€
c_{inv}	Investitionskosten	€
$c_{\text{inv,rel}}$	spezifische Investitionskosten	€/W
c_{con}	Kosten Umrichter	€
$c_{\text{con,full}}$	Kosten Vollumrichter	€
$c_{\text{con,part}}$	Kosten Teilumrichter	€
$c_{\text{deep,onshore}}$	Kosten Pfahlgründung	€
$c_{\text{flat,onshore}}$	Kosten Flachgründung	€
c_{float}	Kosten schwimmende Gründungsstruktur	€
c_{GC}	Guaranteed Capacity	1
c_L	Auftriebsbeiwert	1
c_{LD}	Gleitwert	1

Symbol	Beschreibung	Einheit
c_{list}	Kosten nach Preisliste	€
c_{model}	Modellierte Kosten	€
c_{mp}	Kosten Monopiles	€
$c_{nacelle}$	Kosten Gondel ohne Triebstrang	€
$c_{nacelle,tot}$	Kosten Gondel mit Triebstrang	€
$c_{OM,grid,dis}$	abgezinste Wartungskosten Netzanschluss	€
$c_{OM,nogrid,dis}$	abgezinste Wartungskosten Windpark	€
c_{om}	Kosten für Betrieb und Wartung	€
$c_{om,dis}$	abgezinste Kosten für Betrieb und Wartung	€
$c_{P,Betz}$	Betz-Wirkungsgrad	1
$c_{struct,offshore}$	Kosten aufgelöste Offshoregründung	€
$c_{struct,alt}$	alternative Kosten aufgelöste Offshoregründung	€
$c_{tower,onshore}$	Kosten Turm onshore	€
$c_{tower,offshore}$	Kosten Turm offshore	€
\hat{c}_{type}	Kostenfaktor schwimmende Gründung	1
c_{wind}	Korrekturfaktor	1
c_z	Verzinsungsfaktor	1
D_{pile}	Durchmesser Monopile	m
D_{rotor}	Rotordurchmesser	m
d_{off}	Küstenentfernung	km
d_{on}	Kabellänge onshore	km
d_{water}	Wassertiefe	m
E_{dis}	abgezinster Ertrag	Wh
E_{el}	Ertrag, elektrische Energie	Wh
F_S	Schubkraft	N
f_{type}	Kostenfaktor Offshoregründung	1
H	Nabenhöhe einer Windkraftanlage	m
H_{sensor}	Montagehöhe eines Sensors	m
L_{eq}	äquivalente Last	W
L_{tot}	Netzlaster	W
L_{pile}	Länge Monopile	m
M	Drehmoment	Nm
M_N	Drehmoment bei Bemessungsleistung	Nm
m_{blade}	Blattmasse	kg
m_{DDEE}	Masse fremderregte Synchronmaschine	kg
m_{DDEE}	Masse PM-erregte Synchronmaschine	kg
m_{DFIG}	Masse doppeltgespeiste Asynchronmaschine	kg
$m_{estimate}$	geschätzte Masse	kg
m_{gear}	Masse Getriebe	kg
m_{gen}	Masse Generator	kg

Symbol	Beschreibung	Einheit
m_{head}	Turmkopfmasse	kg
m_{hub}	Masse Rotornabe	kg
m_{mp}	Masse Monopiles	kg
m_{nacelle}	Gondelmasse ohne Triebstrang	kg
$m_{\text{nacelle,tot}}$	Gondelmasse mit Triebstrang	kg
m_{rotor}	Masse Rotorstern	kg
m_{tower}	Masse Turm	kg
$m_{\text{struct,alt}}$	alternative Masse Gründungsstruktur	kg
\mathbb{N}	Menge der natürlichen Zahlen	
n_{park}	Anlagen pro Windpark	1
\mathbb{P}	Wahrscheinlichkeit	1
P_{el}	elektrische Leistung, Klemmenleistung	W
P_{G}	Erzeugungsleistung im Netz	W
$P_{\text{G,out}}$	ausgefallen Erzeugungsleistung	W
P_{ideal}	Leistung einer idealen Windkraftanlage nach Betz	W
P_{N}	nominal power (engl.), Bemessungsleistung	W
$P_{\text{N,vsc}}$	Bemessungsleistung HGÜ-Station	W
P_{OWEC}	Offshore-Windleistung	W
$P_{\text{wind,on}}$	Onshore-Windleistung	W
p	Simulationsparameter	
p_{const}	konstante Simulationsparameter	
p_{ecc}	Referenzzuverlässigkeit	1
p_{lol}	Loss of Load Probability	1
p_{S}	specific power (engl.), spezifische Leistung	W/m ²
p_{var}	variable Simulationsparameter	
$p_{\text{var,final}}$	Endwerte variabler Simulationsparameter	
$p_{\text{var,init}}$	Startwerte variabler Simulationsparameter	
Q	Qualitätskriterium	1
q	Ausfallwahrscheinlichkeit	1
\mathbb{R}	Menge der rationalen Zahlen	
R_{rotor}	Rotorradius	m
r	Optimierungsparameter	
T	Zeitintervall	h
$T_{\text{FLH,eq}}$	äquivalente Volllaststunden	h
t	Zeit	s
t_{max}	maximale Vergütungsdauer nach EEG	a
t_{EEG}	Dauer einer Vergütungsphase nach EEG	a
V	Simulationsergebnisse	
V_{ROI}	Return on Investment (engl.), Rendite	1
$V_{\text{p,av}}$	mittlerer Barwert	€/MWh

Symbol	Beschreibung	Einheit
V_p	present value (engl.), Barwert	€
$V_{p,rel}$	Barwert einer äquivalenten Volllaststunde	€/h
v_{cutin}	Einschaltwindgeschwindigkeit	m/s
v_{cutoff}	Ausschaltwindgeschwindigkeit	m/s
v_N	Nennwindgeschwindigkeit, Bemessungswindgeschwindigkeit	m/s
$v_{N,ideal}$	Nennwindgeschwindigkeit einer idealen Windkraftanlage	m/s
v_{ref}	Referenzwindgeschwindigkeit	m/s
v_{storm}	Einschaltwindgeschwindigkeit der Sturmregelung	m/s
v_{wind}	Windgeschwindigkeit	m/s
$v_{w,av}$	mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	m/s
w	Gewichtung	1
x	allgemein: Variable	
z	Zinssatz	1
δ_{pile}	Wandstärke Monopile	m
$\delta_{pile,min}$	minimale Wandstärke Monopile	m
η_{aero}	aerodynamischer Wirkungsgrad	1
η_{cp}	Effizienzkennlinie	1
η_{park}	Parkwirkungsgrad	1
μ	Mittelwert	1
∇	Gradient	1
λ	Schnelllaufzahl	1
ρ_{air}	Luftdichte	kg/m ³
ρ_{steel}	Dichte Stahl	kg/m ³
ξ_{cp}	Effizienzkennzahl einer Windkraftanlage	1
ξ_{diff}	differenzielle Effizienzkennzahl	1
ξ_{eta}	wirkungsgradgewichtete Effizienzkennzahl	1
ξ_{int}	flächengewichtete Effizienzkennzahl	1
ξ_{rmse}	quadratische Effizienzkennzahl	1
ξ_w	gewichtete Effizienzkennzahl	1
ϑ	normierte Windgeschwindigkeit	1
$\omega_{opt,rotor}$	optimale Drehzahl	rad

Abkürzungsverzeichnis

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BS	Baltic Sea (engl.), Ostsee
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
CC	Capacity Credit (engl.), Kapazitätskredit
COE	Cost of Energy (engl.), Stromgestehungskosten
DDEE	Direct Drive External Excitation (engl.), fremderregte Synchronmaschine
DDPM	Direct Drive Permanent Magnet (engl.), PM-erregte Synchronmaschine
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DFIG	Doubly-fed Induction Generator (engl.), doppeltgespeiste Asynchronmaschine
ECC	Equivalent Conventional Capacity
EEG2009	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Version 2009
EEG2012	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Version 2012
EEX	European Energy Exchange
EFC	Equivalent Firm Capacity
ELCC	Effective Load Carrying Capability
EWEA	European Wind Energy Association
FINO	Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee
GC	Guaranteed Capacity (engl.), gesicherte Leistung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
LOLP	Loss of Load Probability
NN	Neural Network (engl.), Neuronales Netz
NW	North Sea (engl.), Nordsee
OWEC	Offshore Wind Energy Converter (engl.), Offshore-Windkraftanlage
PM	Permanentmagnet
RMSE	Root Mean Squared Error (engl.), quadratischer Fehler
ROI	Return on Investment (engl.), Rendite

TSO	Transmission System Operator (engl.), Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Control
WKA	Windkraftanlage, auch: Windenergieanlage

Teil I.

Einleitung



1 Aufgabenstellung und Aufbau

1.1 Ziel der Arbeit

Die deutsche Bundesregierung hat sich gegenüber der EU-Kommission verpflichtet [9], bis 2020 jährlich 104 TWh elektrischer Energie aus Windkraft zu gewinnen, davon 32 TWh aus Offshore-Anlagen mit einer Bemessungsleistung¹ von 10 GW. Selbst unter der Annahme, dass die dieser Berechnung zu Grunde liegende Prognose von 3200 Volllaststunden pessimistisch ist und man stattdessen die im Testfeld Alpha Ventus gemessenen 4450 Volllaststunden zugrunde legt [62], wird für den erwarteten Jahresertrag eine installierte Leistung von 7,2 GW benötigt. Zum 30.6.2012 waren in Deutschland aber lediglich Offshore-Windkraftanlagen mit 228 MW in Betrieb [16].

Daraus ergibt sich ein Zubaubedarf von ca. 1000 MW/a für die Jahre 2013 bis 2020 und ein Investitionsbedarf in diesem Zeitraum von ca. 30 Milliarden€ (vgl. Kapitel 2.2.1). In einer Studie des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) [10] wird angenommen, dass im Jahr 2050 Offshore-Windkraftanlagen mit einer Leistung von 32 GW installiert sind, welche eine Auslastung von durchschnittlich 4000 äquivalenten Volllaststunden pro Jahr aufweisen. Geht man von einer durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen von 25 Jahren aus, so müssen zusätzlich zum Zubau Windparks mit einer Bemessungsleistung von 17 GW ersetzt werden. Korrigiert man diese Summe (49 GW) ebenfalls unter der Annahme einer höheren Volllaststundenzahl (4450 h/a, vgl. [62]) auf 44 GW nach unten, so ergibt sich eine jährliche Zubau-/Repoweringrate im Zeitraum 2021 bis 2050 von 1,5 GW/a.

Ziel der deutschen Energiepolitik ist es, die für den Ausbau der Offshore-Windkraft notwendigen Investitionen durch den privaten Sektor tätigen zu lassen. Durch die Regelung in §31 des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) [15], nach der die eingespeiste elektrische Energie nach einem festen Satz vergütet wird, sollen diese Investitionen angeregt werden. Die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Vergütung definiert dabei die Rendite des Investors, so dass für diesen ein starker Anreiz besteht, die Stromgestehungskosten zu senken.

Die Kosten für den Netzanschluss der Offshore-Windparks werden dabei vom für die jeweilige Region zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (TSO) getragen, nicht vom Betreiber des Windparks. Der TSO kann diese Kosten über das Netznutzungsentgelt auf die Verbraucher umlegen, die wiederum keinen direkten Einfluss auf die Investitionsentscheidungen haben. Die volkswirtschaftlichen Kosten des Offshore-Ausbaus sind somit nicht mit den betriebswirtschaftlichen Kosten des Investors identisch.

Der Beitrag zur Versorgungssicherheit heutiger Windkraftanlagen ist wesentlich geringer als der konventioneller Kraftwerke. So wird ihr Beitrag zur gesicherten Leistung in der DENA Netzstudie 1 [17]

¹ Abweichend von der Definition in §3, Absatz 2a des EEG2012 [15] wird im Rahmen dieser Arbeit die in der Energietechnik übliche Definition verwendet: Die Bemessungsleistung entspricht der maximalen elektrischen Dauerleistung einer Anlage.

mit 6 % bis 8 % der Bemessungsleistung angegeben. Dies resultiert in einem großen Bedarf an unwirtschaftlichen „Schattenkraftwerken“, die nur selten benötigt werden, für den zuverlässigen Betrieb des Stromnetzes aber notwendig sind. Die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerke sind unter den aktuell geltenden Rahmenbedingungen nicht gegeben.

Bisher wurden diese Zusammenhänge immer getrennt betrachtet. Die Auslegung von Windkraftanlagen wird in den meisten Untersuchungen nur entweder hinsichtlich der auf die installierte Leistung bezogenen Kosten (€/MW) oder, bestenfalls, auf die Rendite hin optimiert. Arbeiten zum Zusammenhang zwischen der Auslegung von Windkraftanlagen und dem Beitrag zur Versorgungssicherheit unter gleichzeitiger Berücksichtigung von Rendite und Stromgestehungskosten existieren nicht.

Ziel dieser Arbeit ist es daher, Konfigurationen von Windkraftanlagen aufzuzeigen, die die volkswirtschaftlichen Kosten des Offshore-Ausbaus reduzieren, den Betreibern eine auskömmliche Rendite ermöglichen und gleichzeitig einen erhöhten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Dabei werden speziell die Randbedingungen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) berücksichtigt.

1.2 Aufbau

Nachdem im ersten Abschnitt dieser Arbeit die Ziele dargestellt (Kapitel 1.1) wurden und im Folgenden aktuelle Entwicklung im Onshore- und Offshore-Windmarkt aufgezeigt (Kapitel 2) werden, führt Kapitel 2.3 den für die hier durchgeführten Betrachtungen wesentliche Begriff der spezifischen Leistung ein. Der zweite Abschnitt der vorliegenden Arbeit ist der Erläuterung der entwickelten Teilmodelle gewidmet. Diese werden zunächst in Kapitel 3 übersichtlich dargestellt und dann in den Kapiteln 4, 5, 6 und 7 einzeln besprochen. Die Optimierung (Kapitel 8) und die Ergebnisse (Kapitel 9) werden im dritten Abschnitt vorgestellt. Abschließend wird in Kapitel 10 eine Zusammenfassung mit Ausblick präsentiert.

2 Aktuelle Entwicklung der Windkraft

Die Nutzung der Windkraft zu industriellen Zwecken durch den Menschen ist seit dem Mittelalter dokumentiert. Mit der Elektrifizierung der Industrie im 20. Jahrhundert begann auch die Nutzung von Windmühlen zur Erzeugung elektrischer Energie. Seit den 80er Jahren des 20. Jahrhunderts wird diese Technologie auch in Deutschland kommerziell genutzt. In den 90er Jahren begann die Anwendung im großen Maßstab an Land. Seit dem Jahr 2000 sind moderne Anlagen der Leistungsklasse über einem Megawatt verfügbar und dominieren den deutschen Markt. Der Ausbau der Offshore-Windkraft in Deutschland, der im August 2009 mit dem Testbetrieb von drei Anlagen im Windpark Alpha Ventus begann, verläuft langsamer als erwartet.

Die weltweite Entwicklung auf dem Gebiet der Windkraft begann zwar in den USA, bedeutende Anteile an der Stromerzeugung wurden jedoch zuerst in Europa realisiert. Vorreiter waren dabei Dänemark in den 1980er und 1990er Jahren, Deutschland zwischen 1990 und 2005 und Spanien zwischen 2000 und 2010. Seit Mitte des ersten Jahrzehnts des 21. Jahrhunderts haben die USA und China Europa an der Spitze des Weltmarktes abgelöst. Seit 2010 dominiert China den Weltmarkt mit bis zu 50 % der jährlich neu installierten Leistung.

Bei den Herstellern sind europäische Firmen technologisch und (außerhalb Chinas) hinsichtlich der Absatzzahlen dominant. Die amerikanischen Konzerne GE und Clipper verfügen als einzige nichteuropäische Hersteller über signifikante Marktanteile, wobei die drei chinesischen Marktführer Sinovel, Goldwind und Dongfang inzwischen auch in Schwellenländer exportieren.

Aktuelle Windkraftanlagen werden nahezu ausschließlich als Pitch-geregelte Luvläufer mit drei Rotorblättern, Drehzahlregelung und aktiver Windrichtungsnachführung gebaut. Der Branchenkatalog „Wind Energy Market“ [61] des BWE listet Anfang 2012 58 solcher auf dem deutschen Markt verfügbare Anlagen europäischer und amerikanischer Hersteller zwischen 1,5 MW und 7,5 MW und Rotordurchmessern zwischen 70 m und 127 m.

Der Markt für Offshore-Windkraftanlagen ist wesentlich kleiner als der für Onshore-Windkraftanlagen. Nur ca. 10 % aller in Europa verkauften Anlagen werden nicht an Land aufgestellt [20], wobei der Anteil der Offshore-Windkraft am Bestand Ende 2011 nur 4 % betrug. Dabei beschränkt sich dieser Markt auf eine kleine Anzahl europäischer Länder: Dänemark, Großbritannien, Niederlande sowie Deutschland. Diese Situation weist Ähnlichkeiten mit dem Markt für Onshore-Windkraftanlagen in den 90er Jahren des 20. Jahrhunderts auf, als der Markt von Deutschland und Dänemark dominiert wurde. Ob sich daraus für den Bereich Offshore eine ähnlich dynamische Marktentwicklung wie bei der Onshore-Windkraft ableiten lässt, hängt davon ab, ob die wirtschaftlichen sowie technischen Voraussetzungen dafür gegeben sind.

Im Folgenden werden deshalb die wichtigsten Entwicklungen auf dem Onshore- und Offshore-Markt für Windkraft zusammengefasst.

2.1 Onshore

In den Jahren 2011 und 2012 wurden von zahlreichen Herstellern neue Anlagen vorgestellt, die sich in zwei Punkten von den Designs unterscheiden, die in den Jahren 2000 bis 2010 dominant waren: Zum Einen werden vermehrt Synchrongeneratoren mit Vollumrichter im Antriebsstrang verbaut und zum Anderen verringert sich bei steigender Anlagenleistung die spezifische Leistung der Anlagen. Diese Veränderungen gehen auf zwei Entwicklungen in den Hauptmärkten, insbesondere in Europa, zurück: Die Anforderung an Windkraftanlagen, vermehrt Systemdienstleistungen bereit zu stellen sowie die Erschließung von Binnenlandstandorten.

2.1.1 Systemdienstleistungen

In Stromnetzen mit einem niedrigen Anteil erneuerbarer Energien können die sogenannten Systemdienstleistungen am effizientesten durch konventionelle Kraftwerke zur Verfügung gestellt werden. Dazu gehören unter Anderem die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung, das Durchfahren von Netzfehlern, die dynamische Blindstromregelung im Fehlerfall, Schwarzstartfähigkeiten und die Bereitstellung von Primärregelleistung zur Frequenzstützung. Die schnelle Zunahme des Anteils der Windkraft an der Erzeugung elektrischer Energie hat dazu geführt, dass der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der Stromerzeugung abnimmt. Windkraftanlagen müssen deshalb zunehmend deren Aufgaben im Bereich Systemdienstleistungen übernehmen. Dies führte zu einer Verschärfung der Netzanschlussrichtlinien. Die in Deutschland zuletzt 2007 überarbeitete Hoch-/Höchstspannungsrichtlinie befindet sich gerade in Überarbeitung, während die Mittelspannungsrichtlinie im Jahr 2008 geändert und seit dem bereits vier mal ergänzt wurde.

Die darin formulierten Anforderungen, insbesondere hinsichtlich des Durchfahrens von Netzfehlern¹, sind mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren (DFIG) zwar noch erfüllbar, allerdings teilweise nur unter erheblichem Aufwand (vgl. [40], [81]). Antriebsstränge mit Vollumrichter hingegen können diese Anforderungen systembedingt gut erfüllen, wobei im Wesentlichen die Regelungsalgorithmen angepasst werden müssen. Dies führt dazu, dass Windkraftanlagen mit diesen Systemen verstärkt entwickelt und angeboten werden. Ein Beispiel für einen solchen Wechsel von DFIG zu Synchronmaschinen ist der Systemwechsel bei Vestas von der V90 mit klassischem Antriebsstrang auf die V112 und V164 mit mittelschnell laufenden Synchrongeneratoren.

Wird ein Vollumrichter verwendet, so kann dieser entweder mit einer Asynchronmaschine oder mit einer Synchronmaschine kombiniert werden. Ersteres Konzept verwendet Siemens bei den Anlagen SWT2.3 und SWT3.6, letzteres Vestas bei der V112.

Mit einem Vollumrichter besteht auch die Möglichkeit, im Antriebsstrang zu Gunsten eines Direktantriebs auf das Getriebe zu verzichten. Ein solcher Systemwechsel wird oft mit einer hohen Fehleranfälligkeit von Getrieben begründet. Empirische Nachweise, dass Direktantriebe weniger fehleranfällig sind, liegen jedoch nicht vor. Im Gegenteil, die Datenlage [21] legt den gegenteiligen Schluss nahe. Ein Beispiel für den Systemwechsel vom Getriebe zum Direktantrieb ist der Wechsel von Siemens von der SWT 2.3 / SWT 3.6 auf die SWT3.0-DD sowie SWT6.0-DD.

¹ Englisch: *Fault-Ride-Through*

2.1.2 Schwachwindstandorte

Nachdem insbesondere in Deutschland viele Standorte mit hohen Windgeschwindigkeiten bereits durch den Zubau der letzten zehn Jahre besetzt sind, erschließen Windkraftentwickler zunehmend Standorte in den küstenfernen südlichen Bundesländern Hessen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Bayern. Diese zeichnen sich einerseits durch große schwach besiedelte Flächen aus, andererseits aber auch durch komplexeres Gelände mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten und höherer Turbulenz.

Mehrere Hersteller haben seit 2010 Windkraftanlagen für Schwachwindstandorte nach IEC III entwickelt und in Kleinserien auf den Markt gebracht:

- Nordex N117
- Siemens SWT2.3-113-DD
- Alstrom Eco 2.7-122
- Repower 3.2M114, 3M122
- Fuhrlander FL3000-3MW
- Enercon E115

Diese Anlagen kombinieren oft neue, größere Rotoren mit leicht modifizierten Gondeln der jeweils aktuellen Turbinengeneration: Im Falle von Nordex basiert die neue Maschine auf der „Gamma“ Serie, bei Siemens wird dieselbe Gondel mit einem baugleichen Generator auch in der Windkraftanlage SWT3.0-101-DD verwendet.

2.2 Offshore

Im Offshore-Markt gibt es folgende Trends: Größere Parks zur Ausnutzung von Skalierungseffekten bei Logistik, Netzanschluss, etc. sowie leistungsstärkere Anlagen für schwierige Standorte, um teure Fundamente besser nutzen zu können.

2.2.1 Windparks

Tabelle 2.1 gibt eine Übersicht über alle aktuell im Bau bzw. in Betrieb befindlichen Windparks in der Nord- und Ostsee². Alle Windparks außerhalb Deutschlands sind dabei mit Hochspannungs-Drehstromkabeln angebunden, ebenso die deutschen Projekte Alpha Ventus (Pilotprojekt), Riffgat (innerhalb der 12-Seemeilen-Zone) und die Ostseeprojekte in der deutschen AWZ. Für alle weiteren Nordseeprojekte in der deutschen AWZ sind hingegen Voltage-Source-Converter-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsanbindungen³ (VSC-HGÜ-Anbindungen) geplant. [60] [59]

² Eigene Zusammenstellung, basierend u.a. auf [54], [55], [66], [67], [53]

³ Spannungsgeführte Stromrichter auf IGBT-Basis, zur Unterscheidung von Thyristor-basierten „klassischen“ Hochspannungs-Gleichstrom-Anbindungen (*line commutated converter*, LCC-HGÜ). VSC-Systeme sind im Gegensatz zu LCC-Systemen in der Lage, Blindleistung zu regeln, erzeugen weniger Oberwellen und sind prinzipiell schwarzstartfähig.

Tabelle 2.1.: Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee (im Bau: *)

Projekt	Bau / Betrieb	Turbinen	P _N / MW
Deutschland - Nordsee			
Alpha Ventus	2008 - 2010	6 5M 6 M5000-116	60,5
Riffgat*	2012 - ?	30 SWT-3.6-120	108
Borkum West II*	2011 - ?	80 M5000-116	400
Bard Offshore 1*	2010 - 2013	80 BARD5.0	400
Global Tech I*	2012 - 2014	80 M5000-116	400
Nordsee Ost*	2012 - ?	48 M6	295,2
Meerwind*	2012 - ?	80 SWT-3.6-120	288
DanTysk*	2012 - ?	80 SWT-3.6-120	288
Deutschland - Ostsee			
Baltic 1	2011	21 SWT-2.3-93	48,3
Baltic 2*	2012 - ?	80 SWT-3.6-120	288
Großbritannien - Round 1			
North Hoyle	2003	30 V80	60
Scroby Sands	2004	30 V80	60
Kentish Flats	2005	30 V90	90
Barrow	2006	30 V90	90
Gunfleet Sands I	2010	30 SWT-3.6-107	108
Lynn/Inner Dowsing	2009	54 SWT-3.6-107	194,4
Rhyl Flats	2009	25 SWT-3.6-107	90
Burbo Bank	2007	25 SWT-3.6-107	90
Robin Rigg	2010	60 V90	180
Ormonde*	2010 - 2012	30 5M	150
Teesside*	2007 - 2012	27 SWT-2.3-93	62,1
Großbritannien - Round 2			
Thanet	2010	100 V90	300
Walney I	2011	51 SWT-3.6-107	183,6
Walney II*	2011 - 2012	51 SWT-3.6-120	183,6
Greater Gabbard*	2009 - 2012	140 SWT-3.6-107	504
Sheringham Shoal*	2010 - 2012	88 SWT-3.6-107	316,8
Lincs*	2010 - 2013	75 SWT-3.6-120	
London Array 1*	2011 - ?	175 SWT-3.6-120	630
Gwynt y Mor*	2012 - ?	160 SWT-3.6-?	576
Gunfleet Sands II	2010	18 SWT-3.6-107	64,8
Gunfleet Sands III*	2012	2 SWT-6.0-154	12
West of Duddon Sands*	2012 - ?	108 SWT-3.6-120	388,8

Tabelle 2.1.

Projekt	Bau / Betrieb	Turbinen	P _N /MW
Großbritannien - weitere			
Beatrice	2007	2 5M	10
Belgien			
Blight Bank	2010	110 V90	330
Thornton Bank	2008	6 5M	30,5
Thornton Bank Phase II*	2011 - 2012	30 6M	184,5
Thornton Bank Phase III*	2012 - 2013	18 6M	110,7
Bank zonder Naam	2013 - ?	72 V112	216
Niederlande			
Lely	1994	4 Nedwind	2
Dronten	1996	28 NEC Micon 600kW	16,8
Egmond aan Zee	2006	36 V90	108
Princess Amalia	2008	60 V80	120
Irland			
Arklow Bank	2003	7 GE3.6	25
Dänemark - Nordsee			
Horns Rev 1	2002	80 V80	160
Horns Rev 2	2009	91 SWT-2.3-93	209
Rønland	2003	4 V80 4 SWT-2.3-93	17,2
Anholt	2013	111 SWT-3.6-120	400
Dänemark - Ostsee			
Vindeby	1991	11 Bonus 450	5
Tuno Knob	1995	10 Vestas 500	5
Middelgrunden	2001	20 B76/2000	40
Frederikshavn	2002	2 V90 1 SWT-2.3-82 1 N90/2300	10,6
Rødsand I	2003	72 SWT-2.3-82	266
Samsø	2003	10 SWT-2.3-82	23
Avedøre Holme	2009-2011	3 SWT-3.6-120	10,8
Sprogø	2009	7 V90	21
Rødsand II	2010	90 SWT-2.3-93	207
Schweden			
Bockstigen	1997	5 NEC Micon 550kW	2,8
Utgrunden	2000	5 GE1.5	10,5
Yette Stengrund	2001	5 NEG Micon 2MW	10

Tabelle 2.1.

Projekt	Bau / Betrieb	Turbinen	P _N / MW
Lillgrund	2007	48 SWT-2.3-93	110
Finnland			
Kemi Ajos	2008	10 WWD-3-100	30

Projektkosten

In der kommerziellen Datenbank 4C Offshore [53] sind für einzelne Projekte Kostenschätzungen hinterlegt. Vergleicht man britische mit den geplanten deutschen Offshore-Windparks, so stellt man fest, dass für die Projekte der Round 1 die Projektkosten zwischen 1,70€/W (Kentish Flats) und 2,80€/W (Gunfleet Sands) variieren, während in der Round 2 die Kosten zwischen 3,20€/W (Greater Gabbard) und 4,33€/W (London Array) schwanken.⁴ Eine Analyse der British Wind Energy Association [56] aus dem Jahr 2011 kommt zu vergleichbaren Ergebnissen. Dabei entsprechen die in der deutschen Ostsee geplanten Projekte in etwa den Projekten der britischen Round 2. Die geplanten Windparks in der Nordsee sind hinsichtlich Wassertiefe und Küstenentfernung deutlich anspruchsvoller, weshalb von höheren Kosten auszugehen ist.

2.2.2 Offshore-Windkraftanlagen

Die Auswertung der Offshore-Projekte in 2.1 zeigt, dass nur vier Hersteller (Areva, Bard, Siemens und Vestas) aktuell in der Lage sind, Offshore-Projekte mit Windkraftanlagen zu beliefern. Mit dem Markteintritt eines fünften Herstellers (Alstom) ist nicht vor 2015 zu rechnen. Der Eintritt eines chinesischen Herstellers (XEMC Darwind, Projekt Albatros 1, Nordsee) im Jahr 2015 ist angekündigt. [68]

Tabelle 2.2 zeigt, dass die dänischen Hersteller Siemens und Vestas mit 1750 bzw. 651 Offshore-Turbinen den Großteil der aktuellen und zukünftigen Anlagen liefern, während die in Deutschland produzierenden Hersteller Areva, Bard und Repower mit zusammen 386 Turbinen (davon ca. 10% bereits errichtet) zunächst keine große Rolle spielen.

In Abbildung 2.1 sind die Anteile der Hersteller in den drei Offshore-Märkten „Deutschland“, „Großbritannien“ und „restliche EU“ dargestellt. Betrachtet man nur den deutschen Offshore-Markt, so fällt auf, dass auch hier Siemens dominiert, der zweitgrößte Hersteller Vestas allerdings keine Rolle spielt. Der am weitesten entwickelte Markt „Großbritannien“ wird vollständig von Siemens und Vestas beliefert. Dabei stellt Siemens den Großteil der neuen Anlagen in Round 2, während der Marktanteil von Vestas hauptsächlich in Round 1 erzielt wurde. Das Marktsegment „restliche EU“, in dem Vestas einen signifikanten Marktanteil erreicht, umfasst viele Bestandwindparks aus der Zeit 1990 bis 2010.

In Abbildung 2.2 sind die zu erwartenden Marktanteile für die einzelnen Turbinentypen nach Fertigstellung aller aktuell im Bau befindlichen Offshore-Windparks dargestellt. Hier wird sehr deutlich, dass

⁴ Die Daten für Lynn/Inner Dowsing sowie Walney wurden nicht beachtet, da diese mit 3,8€/W bzw. 6,21€/W deutlich abweichen und möglicherweise auf fehlerhafte Datenbankeinträge oder schlechte Schätzungen zurückzuführen sind.

Tabelle 2.2.: Aktuelle und zukünftige Offshore-Windkraftanlagen europäischer Hersteller

Hersteller	Typ	P _N in MW	D _{rotor} in m	Markt- eintritt	Anzahl		
					D	GB	Rest
Alstom	Haliade	6	150	ca. 2015			
Areva	M5000-135	5	135	ca. 2013			
Areva	M5000-116	5	116	2008	166		
Bard	BARD 5.0	5	122	2010	80		
Repower	6M	6,15	126	2012	48		48
Repower	5M	5	126	2008	6	32	6
Siemens	SWT-6.0-154	6	154	ca. 2015		2	
Siemens	SWT-3.6-X	3,6	107 / 120	2007	270	1000	114
Siemens	SWT-2.3-X	2,3	82 / 93	2002	21	27	316
Vestas	V164	7/8	164	ca. 2015			
Vestas	V112	3	112	2011			72
Vestas	V90	3	90	2005		220	155
Vestas	V80	2	80	2003		60	144
Andere							106

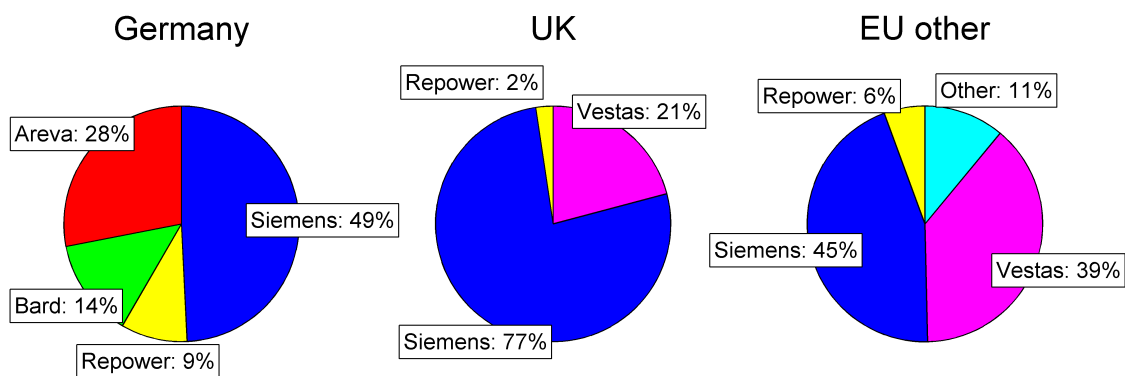


Abbildung 2.1.: Anteile der Hersteller in den europäischen Teilmärkten für Offshore-Windparks, Fertigstellung bis 2015 (Daten 2012)

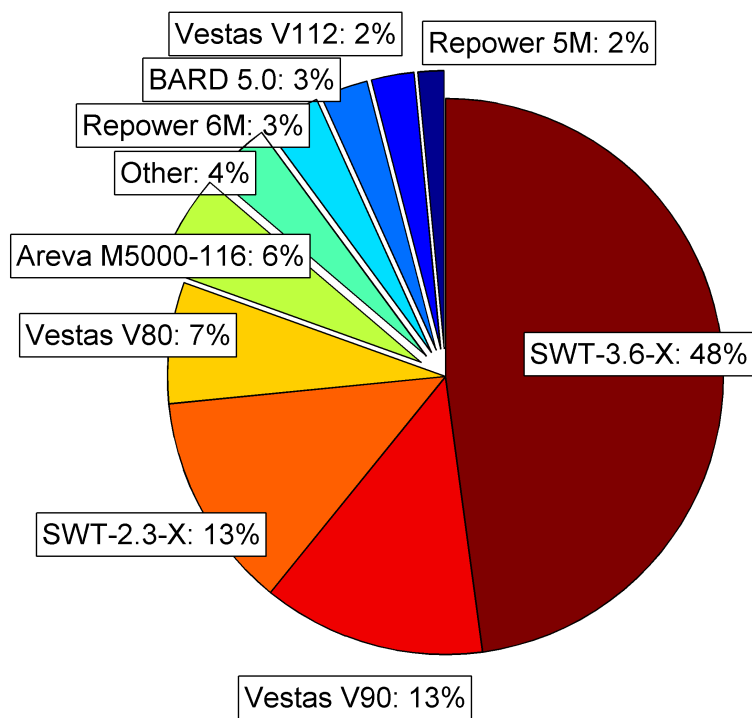


Abbildung 2.2.: Marktanteile der einzelnen Turbinentypen für Offshore-Windparks, Fertigstellung bis 2015 (Daten 2012)

nur zwei Hersteller mit sechs Turbinenvarianten 80 % des Marktes beliefern. Das aktuelle Alleinstellungsmerkmal deutscher Hersteller ist die Verfügbarkeit großer Turbinen mit 5 MW Leistung und mehr als 120 m Rotordurchmesser. (Siemens wird hier nicht als deutscher Hersteller gezählt, da Entwicklung und Produktion überwiegend in Dänemark stattfinden.) Diese Typen sind für die anspruchsvollen Projekte in der Round 3 in Großbritannien und in der Deutschen Bucht besonders interessant. Allerdings haben sowohl Siemens als auch Alstom bereits noch größere Prototypen in Betrieb genommen und die Verfügbarkeit der Serienmaschinen für 2015 angekündigt. Auch Vestas wird mit der V164 in diesem Markt konkurrieren, während Areva, Bard und Repower keine neuen Turbinen angekündigt haben.

Zusammengefasst gilt, dass Vestas seine frühere gute Marktposition nicht halten konnte, während Siemens zum mit Abstand größten Hersteller von Offshore-Windkraftanlagen aufgestiegen ist. Dies ist insbesondere auf den Erfolg beim Verkauf des Anlagentyps SWT-3.6-107/120 in der Round 2 in Großbritannien zurückzuführen. Die deutschen Hersteller Areva, Repower und Bard konnten bisher keine großen Marktanteile erzielen und werden auch in den kommenden Jahren unter erheblichem Konkurrenzdruck operieren.

2.3 Ertrag und spezifische Leistung

Die aerodynamischen Lasten, die bei Nennleistung auf eine Windkraftanlage wirken, sind annähernd proportional zur Bemessungsleistung der Anlage. Eine kleinere Bemessungsleistung bei gleicher Rotorfläche führt also zu niedrigeren Lasten. Gleichzeitig sinkt allerdings auch der Ertrag der Anlage, da die Leistungsbegrenzung durch Verstellung der Rotorblätter bereits bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten einsetzen muss.

Das Verhältnis zwischen installierter Generatorleistung und der überstrichenen Rotorfläche wird als spezifische Leistung p_s bezeichnet. Der Ertrag einer Windkraftanlage ist eine Funktion der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe $v_{w,av}$, der Verteilungsfunktion der Windgeschwindigkeiten, der aerodynamischen, mechanischen und elektrischen Wirkungsgrade, der Bemessungsleistung und der Rotorfläche. Da die Wirkungsgrade moderner Anlagen meist ähnlich sind⁵, kann in erster Näherung davon ausgegangen werden, dass der Ertrag im Zeitraum T eine Funktion der spezifischen Leistung p_s , der Bemessungsleistung P_N und der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe $v_{w,av}$ ist:

$$E_{el}(T) = T \cdot P_N \cdot f(p_s, v_{w,av}) \quad (2.1)$$

Abbildung 2.3 zeigt das Verhältnis von Bemessungsleistung P_N und Rotordurchmesser D einiger ausgewählter aktueller Windkraftanlagen. Dabei kennzeichnen die schwarzen Referenzlinien die spezifischen Leistungen 400 W/m^2 und 250 W/m^2 . Windkraftanlagen werden dabei im Rahmen dieser Arbeit in die drei Klassen „Starkwindanlage“ ($p_s > 400 \text{ W/m}^2$), „Normalwindanlage“ und „Schwachwindanlage“ ($p_s < 250 \text{ W/m}^2$) eingeteilt, die im Wesentlichen den Auslegungsklassen I, II und III [31] entsprechen.

⁵ vgl. Kapitel 4.2

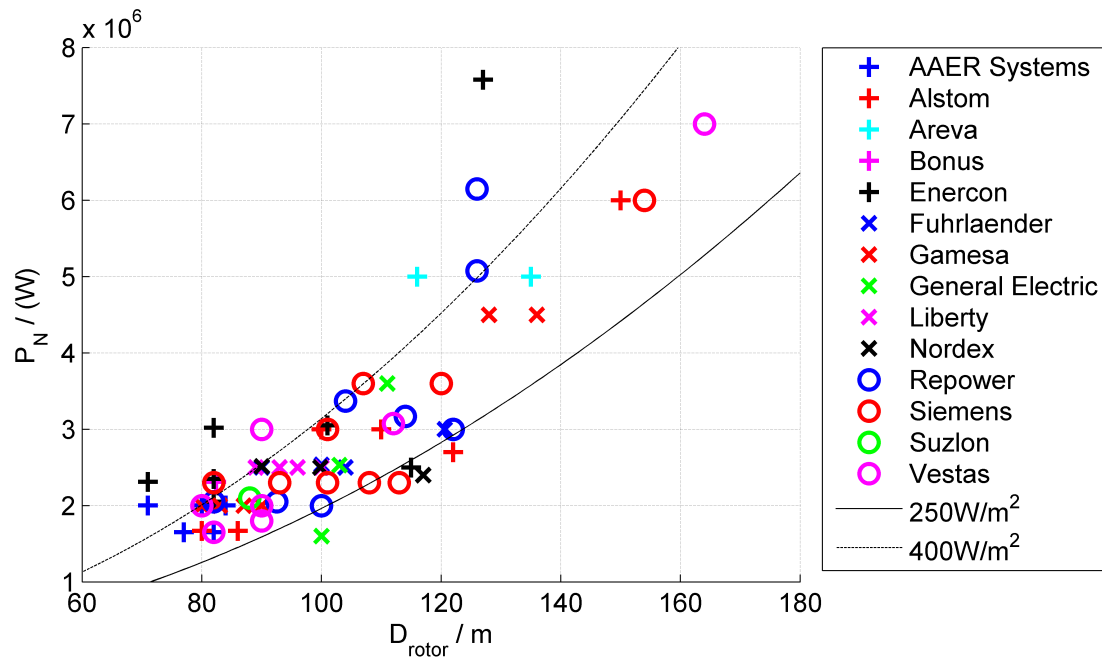


Abbildung 2.3.: Konfigurationen aktueller Windkraftanlagen

Wird der auf die Bemessungsleistung bezogene Ertrag über die Dauer eines Jahres berechnet, so spricht man von den äquivalenten Volllaststunden $T_{\text{FLH,eq}}$. Diese korrespondieren zum Kapazitätsfaktor⁶ c_C :

$$T_{\text{FLH,eq}} = \frac{E_{\text{el}}(8760 \text{ h})}{P_N} = 8760 \text{ h} \cdot f(p_S, v_{w,\text{av}}) = 8760 \text{ h} \cdot c_C \quad (2.2)$$

Wie die Abbildungen 2.4 und 2.5 zeigen, nehmen die Volllaststunden bei gegebener Windgeschwindigkeit mit sinkender spezifischer Leistung zu, während der auf die Rotorfläche bezogene Ertrag sinkt. Für die Berechnung wurden Rayleigh-verteilte Windgeschwindigkeiten und eine Effizienzkennzahl (Definition vgl. Kapitel 4.2.3) von 72 % angenommen. Dabei zeigt sich, dass bei niedrigen Windgeschwindigkeiten unter 7 m/s eine niedrige spezifische Leistung nur mit geringen Ertragseinbußen verbunden ist, während bei Windgeschwindigkeiten um 10 m/s, die für Offshore-Standorte typisch sind, eine Verringerung der spezifischen Leistung zu einer deutlichen Ertragsminderung führt. So führt eine Halbierung der spezifischen Leistung p_S von 500 W/m² auf 250 W/m² bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6 m/s zu einer Reduktion des Ertrags um 20 % und bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 11 m/s zu einem Ertragsverlust von 40 %.

Weitere Ausführungen zur spezifischen Leistung von Windkraftanlagen finden sich in [41].

⁶ Englisch: *Capacity Factor*

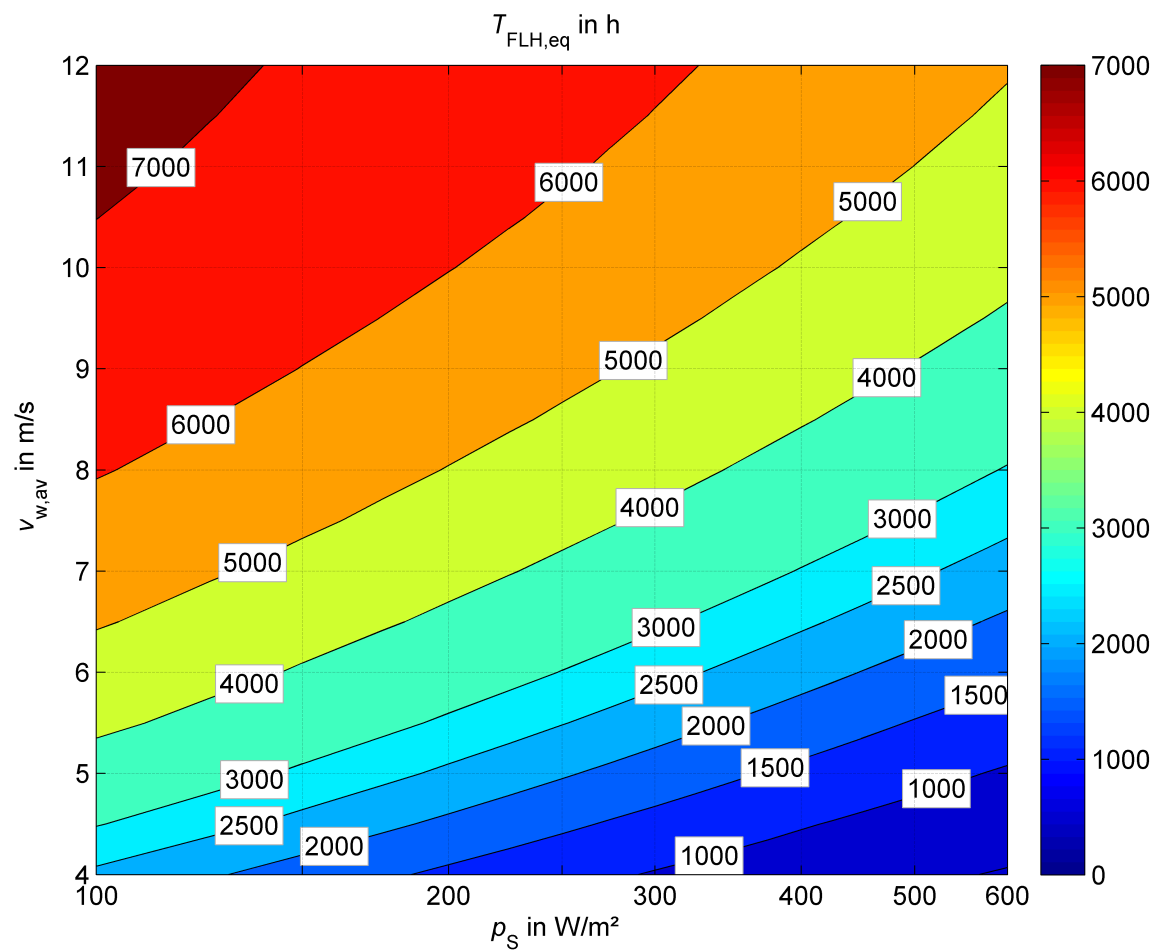


Abbildung 2.4.: Volllaststunden als Funktion von mittlerer Windgeschwindigkeit und spezifischer Leistung für $\xi_{\text{eta}} = 72\%$, Rayleighverteilung

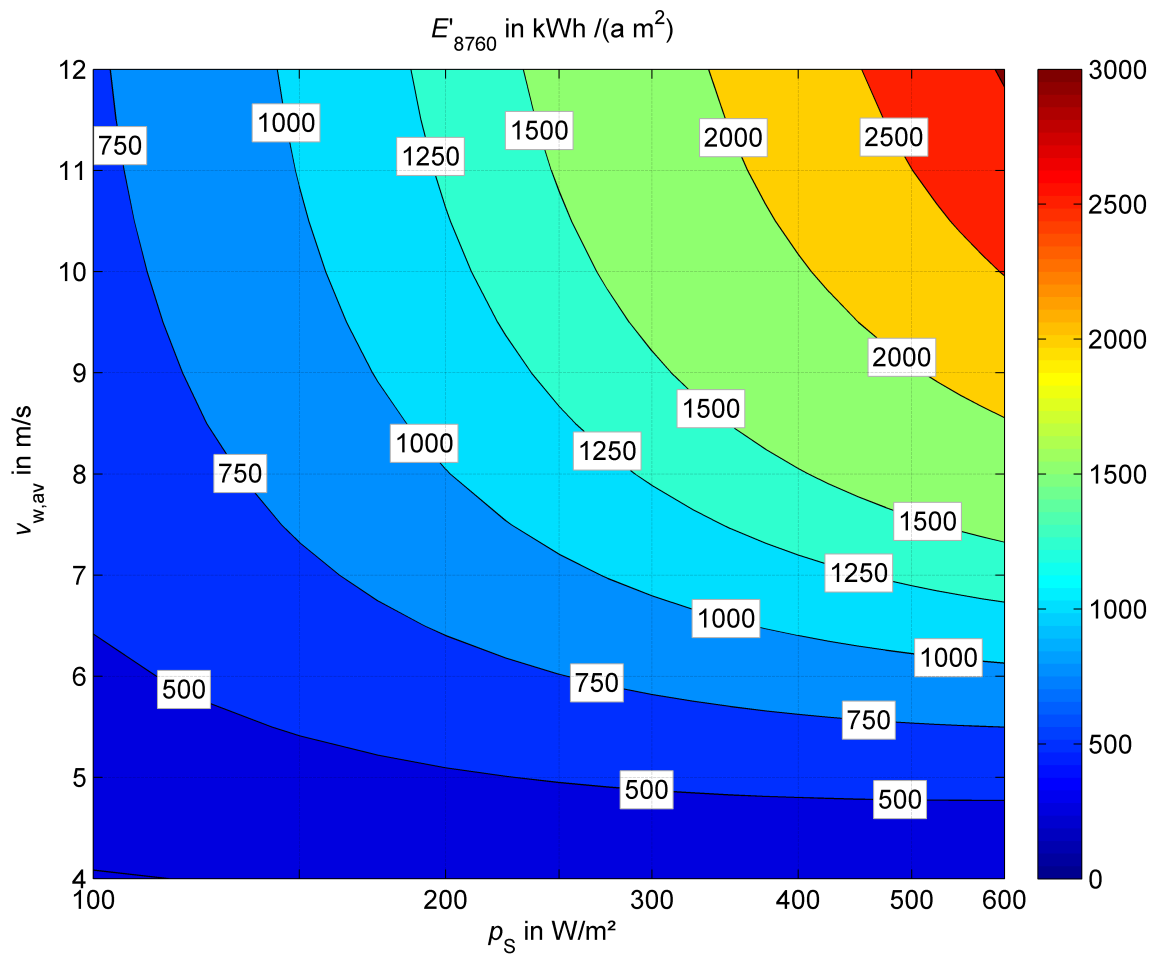


Abbildung 2.5.: Ertrag pro Rotorfläche als Funktion von mittlerer Windgeschwindigkeit und spezifischer Leistung für $\xi_{\text{eta}} = 72\%$, Rayleighverteilung

Teil II.

Modellbildung



3 Übersicht Gesamtmodell

Der Arbeitsablauf der Modellbildung und Optimierung im Rahmen dieser Arbeit ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Zunächst werden aus verschiedenen Datenquellen Datensätze extrahiert und aufbereitet. Diese werden im nächsten Schritt vorverarbeitet (Data Preparation), so dass Arbeitsdatensätze (Work Data) entstehen. Aus diesen Arbeitsdatensätzen können dann die einzelnen Teilfunktionen der Simulation (grüne Blöcke in Abbildung 3.1) schnell und effizient zugreifen. Der Optimierer ruft diese Simulationsfunktionen wiederholt auf, um das optimale Turbinendesign iterativ zu bestimmen.

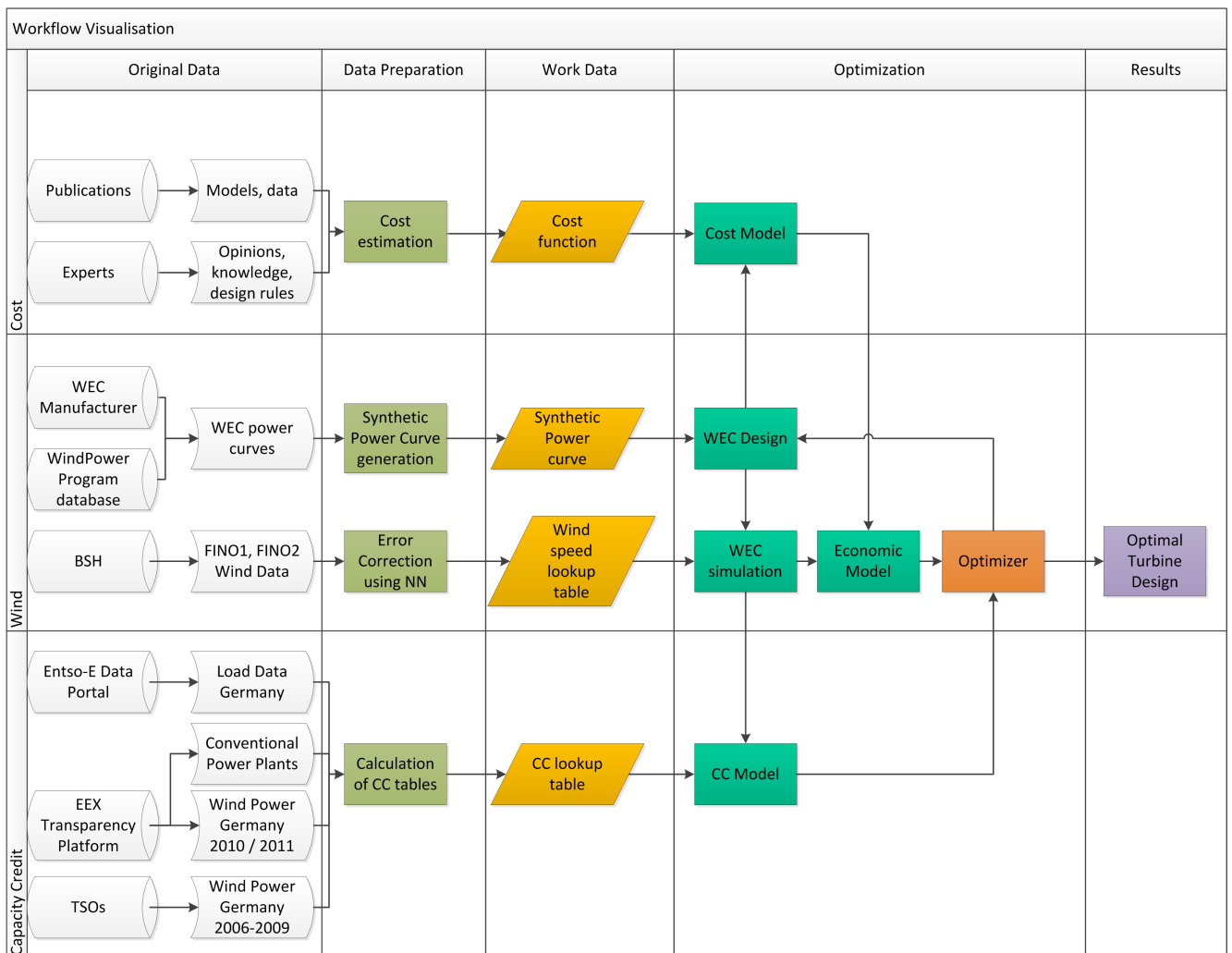



Abbildung 3.1.: Gesamtübersicht über den Arbeitsablauf

Dabei werden drei parallele Pfade verfolgt: Die Berechnung der Investitions- und Wartungskosten, die Ermittlung des Ertrags der Offshore-Windkraftanlagen und die Bestimmung des Beitrags dieser Anlagen zur gesicherten Leistung.



In Kapitel 4 wird dabei zunächst die Berechnung des Ertrags, basierend auf der Bestimmung der Windgeschwindigkeiten offshore und der Ermittlung einer geeigneten Anlagenkennlinie, erläutert. Anschließend werden in den Kapiteln 5 und 6 die Investitionskosten- und Wirtschaftlichkeitsmodelle vorgestellt. In Kapitel 7 wird dann das Modell zur Berechnung des Kapazitätskredits hergeleitet.

4 Ertragsmodell

4.1 Windgeschwindigkeit

Die Vorhersage des Ertrags eines Windparks erfolgt in der Regel nach der „Measure-Correlate-Predict“-Methodik: Zunächst wird am zu evaluierenden Standort über einen wirtschaftlich vertretbaren Zeitraum eine Windmessung durchgeführt („measure“). Dabei müssen die mit der Dauer der Messung zunehmenden Kosten für Projektverzögerung und Messausrüstung gegen die zunehmende Güte der Vorhersage abgewogen werden. Diese Messdaten werden dann mit den Langzeit-Wetterdaten des Standorts verglichen und ein passendes Modell zur Abbildung der Daten ermittelt („correlate“). Die Voraussage des zukünftigen Ertrags erfolgt dann durch Anwendung des ermittelten Modells auf die Langzeitdaten („predict“).

Sollen die Kosten reduziert werden, ist es möglich, statt einer Vor-Ort-Messung die Daten eines benachbarten Windparks zu nutzen und mit geeigneter Software auf den neuen Standort umzurechnen¹.

Langzeit-Wetterdaten werden onshore durch stationäre Wetterstationen ermittelt. Offshore sind drei Verfahren üblich: Satelliten-Scatterometrie, Wetterstationen auf Schiffen und stationäre Wetterstationen. Während Radarsatelliten eine weltweite Abdeckung garantieren, ist die niedrige räumliche und zeitliche Auflösung dieser Daten problematisch. Mobile Wetterstationen auf Handels- und Forschungsschiffen liefern keine kontinuierlichen Messdaten für einen gegebenen Standort. Stationäre Wetterstationen liefern gute räumlich und zeitlich aufgelöste Daten, sind allerdings, wie jede stationäre Offshore-Einrichtung, mit hohen Kosten verbunden².

Auf der Landfläche der Bundesrepublik Deutschland gibt es eine große Zahl von Messpunkten, während in Nord- und Ostsee nur wenige Daten zur Verfügung stehen. So verfügt der 1952 gegründete Deutsche Wetterdienst [63] über 297 Messstationen³ für Windgeschwindigkeiten an Land, erhält aber nur von ca. 20 Wetterstationen auf Handels- und Behördenschiffen automatisiert Informationen über die maritimen Wetterverhältnisse.

Um die Entwicklung der Offshore-Windkraft in Deutschland zu fördern, wurde 2002 die Errichtung von drei Offshore-Wetterstationen in der Nähe der geplanten Baufelder beschlossen. Seit 2003 (FINO1, Nordsee) bzw. 2007 (FINO2, Ostsee) werden kontinuierlich hoch aufgelöste Wetterdaten ermittelt⁴. An den Plattformen FINO1 und FINO2 werden Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen in jeweils 8 Höhen (32 m bis 103 m) mit Halbschalenanemometern und in 3 Höhen (40 m bis 82 m) mit Ultraschallanemometern gemessen. Die zeitliche Auflösung der gespeicherten Daten beträgt 600 s. Da die tatsächliche Abtastrate höher liegt, werden jeweils Mittelwert und Standardabweichung ermittelt.

¹ WindFarmer, WAsP, WindPro, etc.

² Die öffentliche Förderung der drei bestehenden Plattformen betrug jeweils ca. 5 M€.

³ Stand 15.12.2012

⁴ Seit 2009 ist eine dritte Offshore-Plattform (FINO3) in der Nordsee in Betrieb.

Für die vorliegende Arbeit wurden die Messdaten der Plattformen FINO1 und FINO2 der Jahre 2006 bis 2011 verwendet.

4.1.1 Fehlerkorrektur

Die zur Verfügung stehenden Daten der FINO-Plattformen weisen auf Grund von Sensorausfällen Lücken auf. Da jedoch pro Plattform elf Anemometer in verschiedenen Höhen zur Verfügung stehen und eine gegenseitige Abhängigkeit der Messwerte vorausgesetzt werden kann, ist eine Rekonstruktion der fehlenden Daten mit Hilfe dieser Abhängigkeiten möglich.

Dazu muss eine Funktion

$$v_1(t) = f(v_2(t), \dots, v_n(t)) \quad (4.1)$$

gefunden werden, die die Windgeschwindigkeit $v_1(t)$ in einer gegebenen Höhe H_1 aus den Messwerten $v_{2..n}(t)$ der Höhen $H_{2..n}$ ermittelt. Wenn der Sensor in Höhe H_1 nur für einen begrenzten Zeitraum ausfällt, dann stehen zudem vollständige Datensätze $v_{1..n}(t)$ zur Verfügung, um die Güte einer ausgewählten Funktion f zu bewerten.

Auswahl der Korrekturfunktion

Folgende Ansätze für die Funktion f wurden untersucht:

- *Nächster Nachbar*: Es wird der Messwert des nächsten Nachbarn verwendet.
- *Mittelwert*: Es wird der Mittelwert der beiden benachbarten Messwerte gebildet.
- *Höhengradient*: Für jeden Zeitpunkt werden der Höhengradient und die mittlere Windgeschwindigkeit auf Referenzhöhe bestimmt und anschließend die fehlenden Messwerte interpoliert. (vgl. [25, S.128], Anhang B)
- *Neuronale Netze*: Neuronale Netze werden auf die vollständigen Datensätze trainiert. Die fehlenden Werte werden durch Simulation ermittelt.

Die verschiedenen Methoden wurden auf der Grundlage der Halbschalenanemometer-Messwerte des Messmasts FINO1 für das Jahr 2008 verglichen. In diesem Jahr sind 17,5 % dieser Windgeschwindigkeitsdaten ungültig⁵. Zum demonstrativen Vergleich der Methoden wurden beispielhaft die Datensätze ausgewählt, bei denen gültige Messwerte für das Halbschalenanemometer auf 60 m Höhe vorlagen. Anschließend wurden die Messwerte mit jeder der vier vorgeschlagenen Methoden rekonstruiert.

Die Methode *Höhengradient* zeichnet sich dabei durch eine sehr unvorteilhafte Verteilung des Fehlers aus: Durch die verwendete Exponentialbeziehung ist der Logarithmus des Fehlers normalverteilt. Der tatsächlich Fehler beträgt im Median zwar nur 0,1 m/s, allerdings treten auch Werte von über 1000 m/s auf, so dass diese Methode als nicht geeignet bewertet werden muss.

⁵ Fehlerhafte Daten sind in der FINO-Datenbank markiert. Die Ursachen für den Sensorausfall sind dort nicht aufgeführt.

Für die Methode *Neuronale Netze* wurden zunächst alle auftretenden Kombinationen von Fehlern ermittelt (z.B. Sensoren auf 33 m, 40 m und 90 m fallen gleichzeitig aus, etc.). Für jede dieser Fehlerkombinationen wurde ein passendes Neuronales Netz trainiert, das die fehlenden Messwerte der ausgefallenen Sensoren aus den noch funktionierenden Sensordaten berechnet. Dabei hat sich ein FeedForward Netz mit zwei *Hidden Layers* als am besten geeignete Topologie erwiesen⁶.

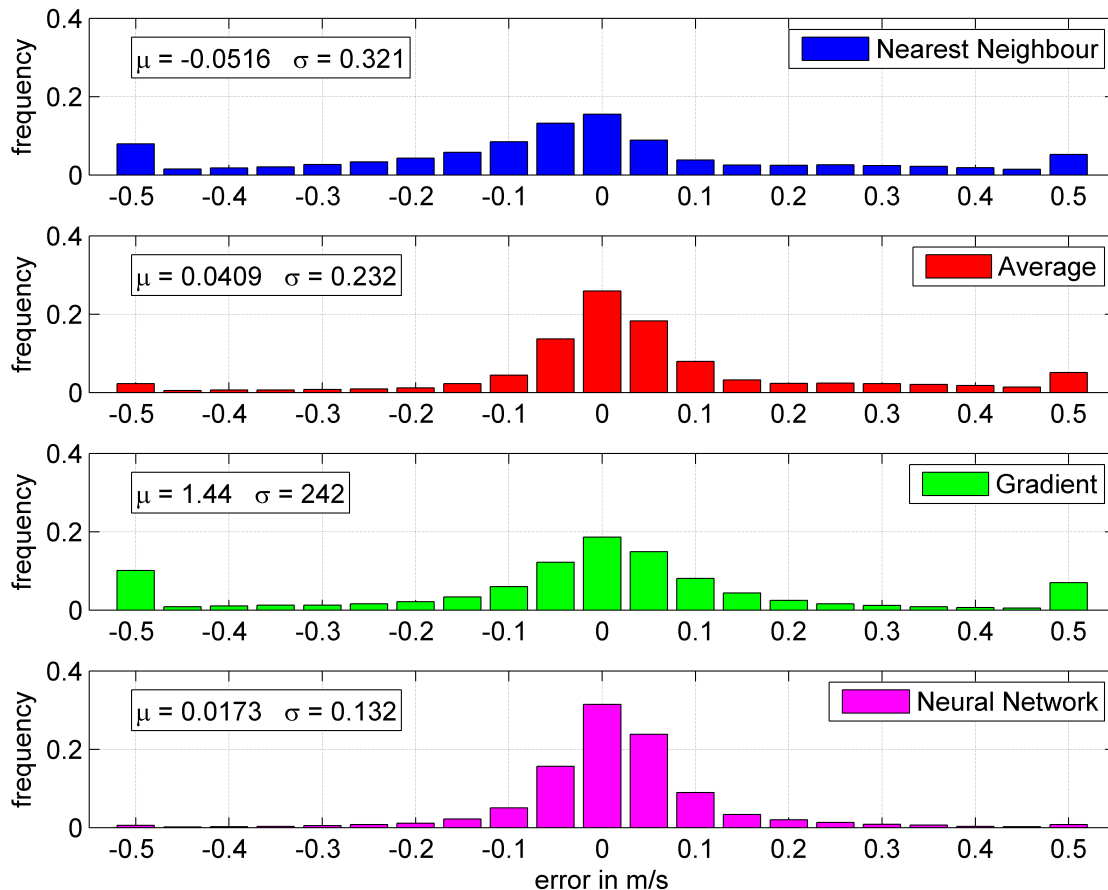


Abbildung 4.1.: Vergleich der Rekonstruktionsfehler bei Anwendung verschiedener Methoden, Windgeschwindigkeit Halbschalenanemometer 60 m, FINO1, 2008

Abbildung 4.1 zeigt die Verteilung der Fehler bei der Rekonstruktion der 60 m-Daten im Vergleich. Die äußeren Klassen umfassen jeweils alle Werte $>0,475$ bzw. $<-0,475$, so dass es dort zu einer leichten Überhöhung kommt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Methode *Höhengradient* zu einer hohen Anzahl von „Outliern“ führt. Die Verfahren *Nächster Nachbar* und *Mittelwert* sind vergleichbar mit mittleren Fehlern von 0,05 m/s, während die Verwendung von *Neuronalen Netzen* mittleren Fehler und Standardabweichung halbiert. Aufgrund der hohen Präzision und Genauigkeit und trotz des vergleichsweise hohen Rechenaufwands wurde die Methode *Neuronale Netze* gewählt, um alle Windmessdaten im Rahmen dieser Arbeit aufzuarbeiten.

⁶ Dies entspricht einer Topologie mit vier Ebenen (lineare Eingangs- und Ausgangslage sowie zwei nichtlineare Ebenen), bei denen die Neuronen jeder Ebene mit allen Neuronen der nächst niedrigeren Ebene verknüpft sind.

Abbildung 4.2 zeigt die mit der Methode *Neuronale Netze* rekonstruierte Windgeschwindigkeit in 80 m Höhe für das Halbschalenanemometer der Plattform FINO1 für den Ausfall vom 6. Februar 2008 bis 12. Februar 2008.

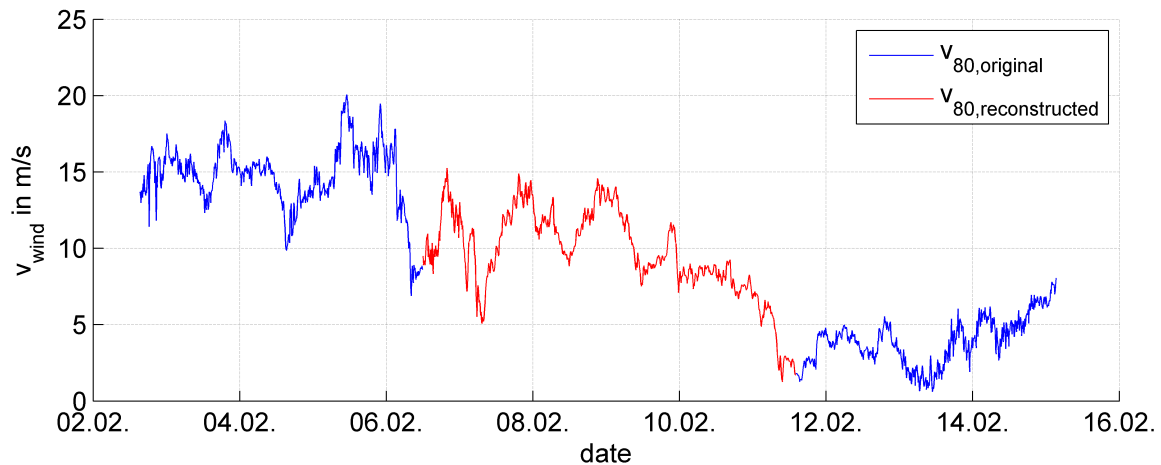


Abbildung 4.2.: Rekonstruierte Sensordaten, FINO1, 2008, 80 m, Halbschalenanemometer

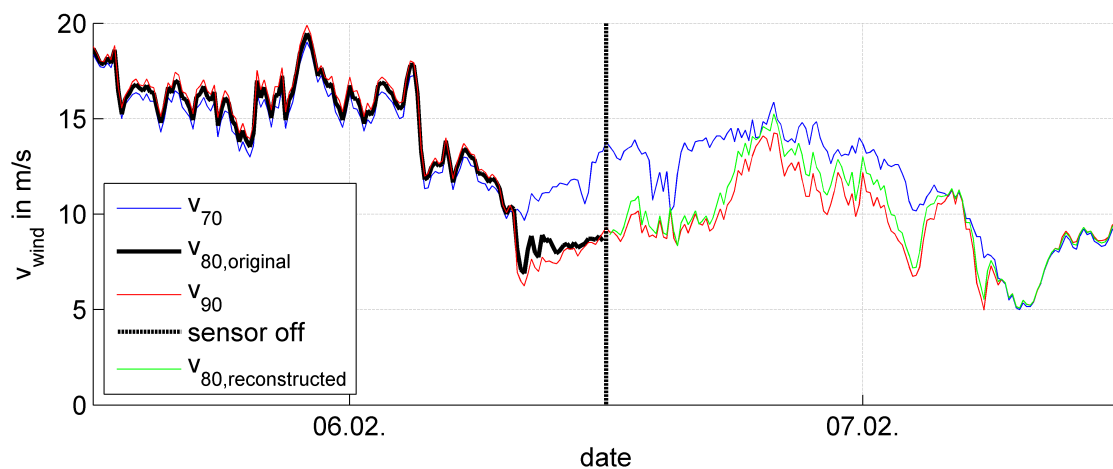


Abbildung 4.3.: Vergleich der Windgeschwindigkeiten auf 70 m, 80 m und 90 m

Abbildung 4.3 zeigt zum Vergleich die Windgeschwindigkeiten in 70 m, 80 m und 90 m Höhe für einen Zeitraum kurz vor und während eines Sensorausfalls. Es ist klar zu erkennen, dass unmittelbar vor dem Sensorausfall ein sehr instabiles Windfeld vorherrscht, so dass die Messwerte der Sensoren in 70 m und 90 m stark voneinander abweichen.

Abbildung 4.4 zeigt die Differenzen zwischen den Windgeschwindigkeiten der jeweils benachbarten Sensoren und den gemessenen bzw. rekonstruierten Werten auf 80 m. Es ist gut zu erkennen, wie die Werte auf 80 m sich meist als Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten auf 70 m und 90 m ergeben. Im besonderen Fall des turbulenten Windfelds zum Zeitpunkt des Sensorausfalls orientiert sich die Rekon-

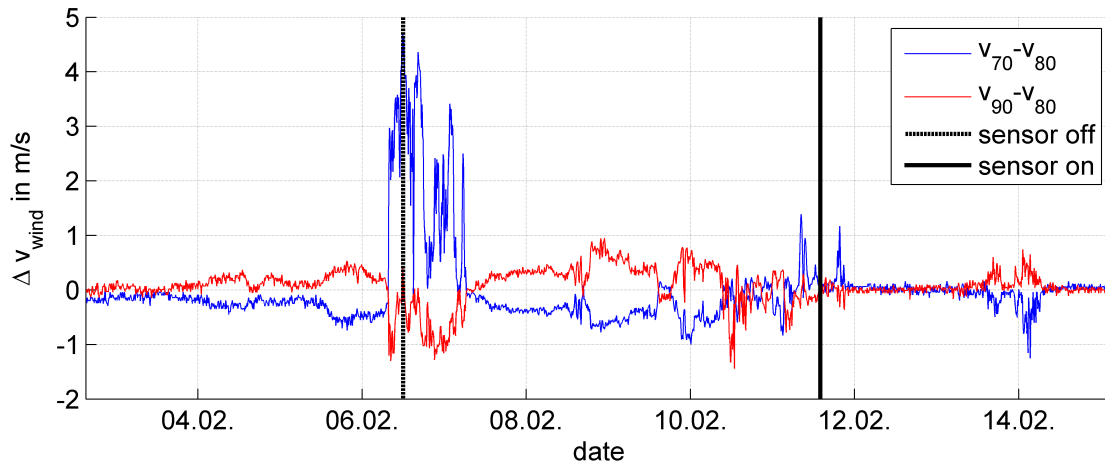


Abbildung 4.4.: Differenzen der Windgeschwindigkeiten vor, während und nach dem Sensorausfall

struktion jedoch - wie die tatsächlichen Messwerte vor dem Ausfall - an den Messwerten des 90 m-Sensors.

Vollständigkeit der Datensätze

Die in Kapitel 4.1.1 beschriebene Rekonstruktion der Sensordaten mit neuronalen Netzen kann ca. 87 % der in den Datensätzen auftretenden Fehler korrigieren. Etwa 3 % der Datensätze bleiben auch nach der Rekonstruktion fehlerhaft. Dies entspricht durchschnittlich zehn Tagen pro Jahr.

In Abbildung 4.5 sind die Verteilungen der verschiedenen Fehlertypen (ein bis elf fehlerhafte Datensätze zum gleichen Zeitpunkt) für die beiden kompletten Datensätze der Plattformen FINO1 resp. FINO2 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass nach der Fehlerkorrektur mit neuronalen Netzen nur noch die Fehler verbleiben, bei denen alle Sensoren gleichzeitig ausfallen und eine Rekonstruktion aus benachbarten Messwerten unmöglich ist.

Eine weitere Rekonstruktion der Sensordaten wäre mit Hilfe eines Wettermodells, von Satellitendaten oder mit Messwerten benachbarter Messplattformen möglich. Darauf wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet.

Das prinzipielle Vorgehen zur Korrektur der Winddaten wird auch in [87] beschrieben.

4.1.2 Analyse der Windverhältnisse

Die statistische Untersuchung der gemessenen und rekonstruierten Windgeschwindigkeiten erlaubt eine quantitative Bewertung und einen Vergleich der Windverhältnisse an den Standorten der Messplattformen FINO1 und FINO2. Die wichtigsten Unterschiede und Gemeinsamkeiten sind dabei:

- Beide Standorte weisen in einer Höhe von 100 m über der Meeresoberfläche eine mittlere Windgeschwindigkeit von ca. 10 m/s auf. Diese variiert im betrachteten Zeitraum zwischen 9,5 m/s und 10 m/s.

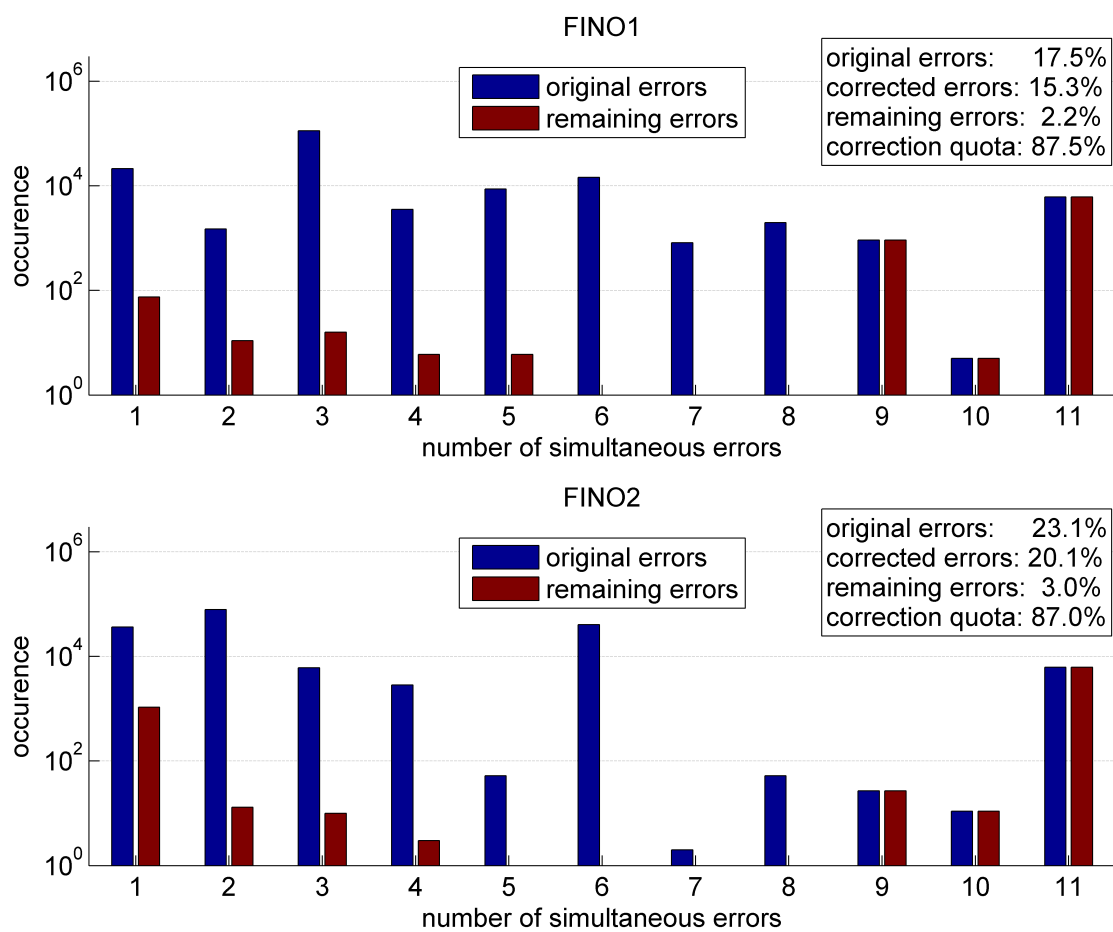


Abbildung 4.5.: Fehlertypen und Effektivität der Fehlerkorrektur

- Im Jahr 2010 waren die Windgeschwindigkeiten im Bereich FINO1 ganzjährig ca. 0,5 m/s niedriger als im langjährigen Mittel.
- An beiden Standorten gibt es ein Windprofil mit ausgeprägter logarithmischer Höhenabhängigkeit.
- Die Sensoren an der Spitze beider Messmasten messen Windgeschwindigkeiten, die ca. 0,4 m/s höher liegen, als bei einem logarithmischen Windprofil zu erwarten wäre.
- Es gibt an beiden Standorten eine starke Jahreszeitabhängigkeit der Windgeschwindigkeit mit Minimum in den Sommermonaten.

Windgeschwindigkeiten

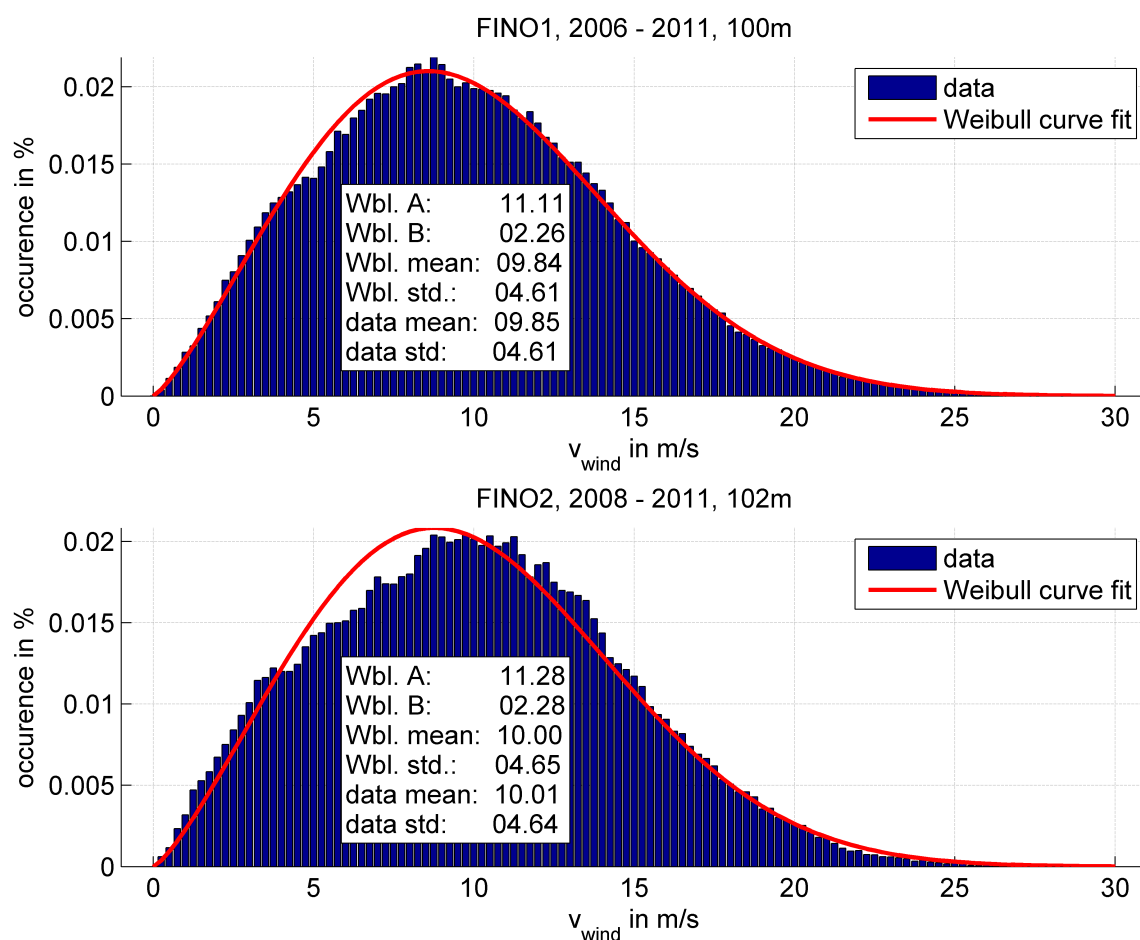


Abbildung 4.6.: Verteilungsfunktion der Windgeschwindigkeiten, FINO1 und FINO2

Abbildung 4.6 zeigt die Verteilungsfunktionen der gemessenen Windgeschwindigkeiten an beiden Standorten mit einer Windklassenbreite von 0,25 m/s auf Höhe des jeweils höchsten Sensors⁷ sowie die jeweils beste Schätzung für eine Weibull-Verteilung.

Es ist zu erkennen, dass die Verteilung der Windgeschwindigkeiten bei FINO2 zwar einer Weibull-Verteilung ähnelt, aber Windgeschwindigkeiten knapp unterhalb der mittleren Windgeschwindigkeit sel-

⁷ FINO1: 100 m, FINO2: 102 m

tener vorkommen, als zu erwarten wäre. Eine weitere Analyse der Daten zeigt, dass diese Abweichung auch jeweils in den einzelnen Jahren beobachtet werden kann.

Die Verteilung der Windgeschwindigkeiten bei FINO1 entspricht sehr gut der zu erwartenden Weibull-Verteilung. Dieser Unterschied begründet sich möglicherweise in dem ca. 50 % größeren Datensatz für FINO1⁸ oder in der exponierteren Lage der Messplattform: Da FINO1 weiter vom Festland entfernt liegt als FINO2 und die Nordsee im Gegensatz zur Ostsee kein Binnenmeer ist, wird das Windfeld weniger stark von Wetterphänomenen an den umgebenden Küsten beeinflusst.

Höhenprofile

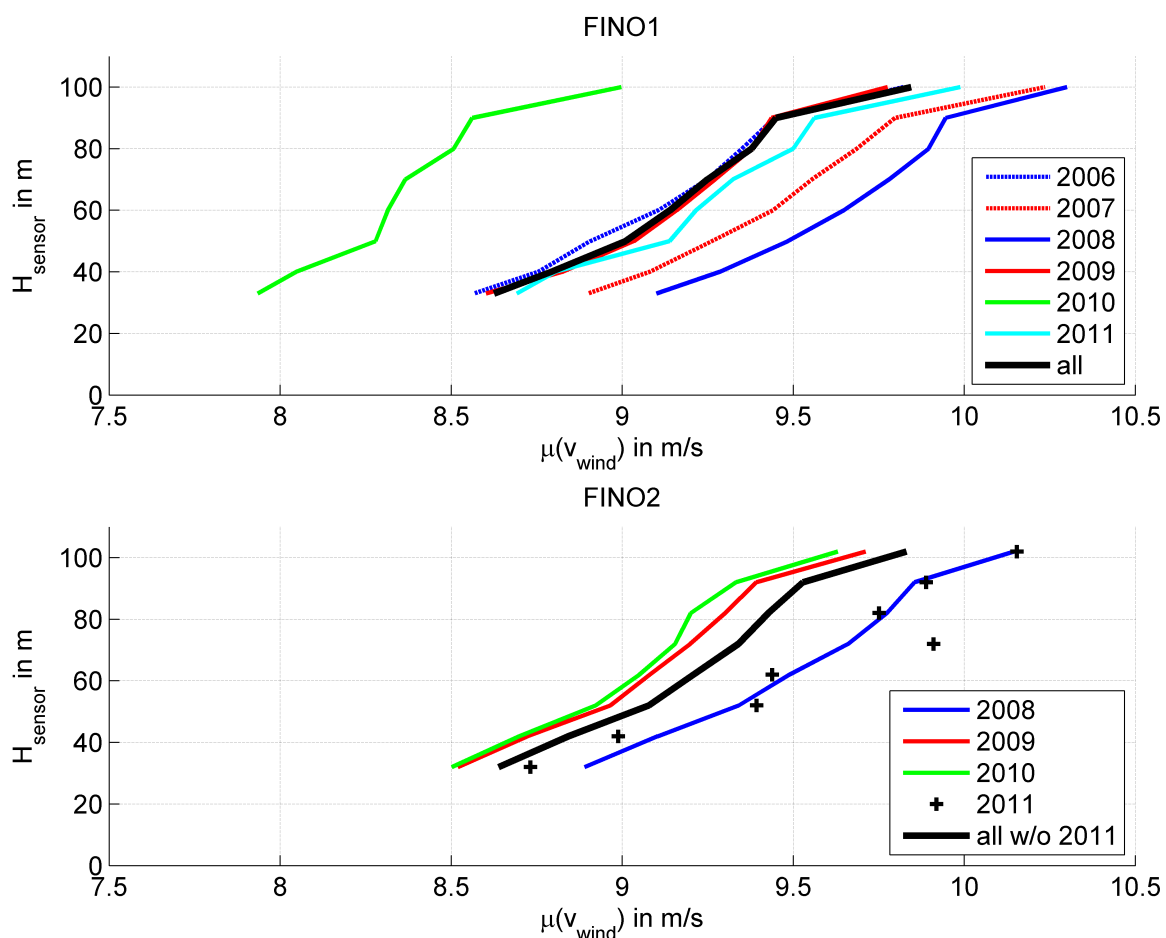


Abbildung 4.7.: Höhenprofile der Windgeschwindigkeiten für FINO1 und FINO2, nach Jahren

Abbildung 4.7 stellt die Höhenprofile der Windgeschwindigkeiten für beide Messplattformen, aufgeteilt nach den Messjahren dar, indem die jeweiligen Montagehöhen der Sensoren über den mittleren Windgeschwindigkeiten der Halbschalenanemometer aufgetragen werden.

⁸ FINO1: über 300 000 Datenpunkte für 100 m, Jahre 2006 bis 2011, FINO2: über 200 000 Datenpunkte auf 102 m, Jahre 2008 bis 2011

Durch die Gegenüberstellung der Windgeschwindigkeiten von FINO1 und FINO2 zeigt sich, dass die Windgeschwindigkeiten bei FINO1 im Laufe der Jahre stärker variieren als bei FINO2.

Bei beiden Messplattformen ist sehr deutlich die Ausbildung des Windprofils in Abhängigkeit von der Höhe über dem Meeresspiegel zu beobachten. Während dieses Profil im Wesentlichen dem zu erwartenden logarithmischen Verlauf entspricht, ist bemerkenswert, dass die Messwerte des jeweils höchsten Sensors in allen Fällen um ca. 0,4 m/s über dem zu erwartenden Wert bei logarithmischem Höhenprofil liegen. Die nahe liegende Erklärung dafür ist, dass der höchste Sensor auf der Spitze des Messmasts weniger stark der Abschattung durch den Mast ausgesetzt ist.

Das im Jahr 2011 an der Plattform FINO2 ermittelte Windprofil wurde bei der Analyse des Höhenprofils gesondert behandelt, da offensichtliche Artefakte vorliegen. Die Messwerte bei 52 m und 72 m liegen deutlich höher als die jeweiligen Nachbarn bei 42 m, 62 m und 82 m. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Jahr die Sensoren bei 42 m, 62 m und 82 m seltener ausgefallen sind. Die Rekonstruktion der Sensordaten hat hier zu einem Fehler von im Mittel 0,2 m/s geführt.

Saisonale Abhängigkeit

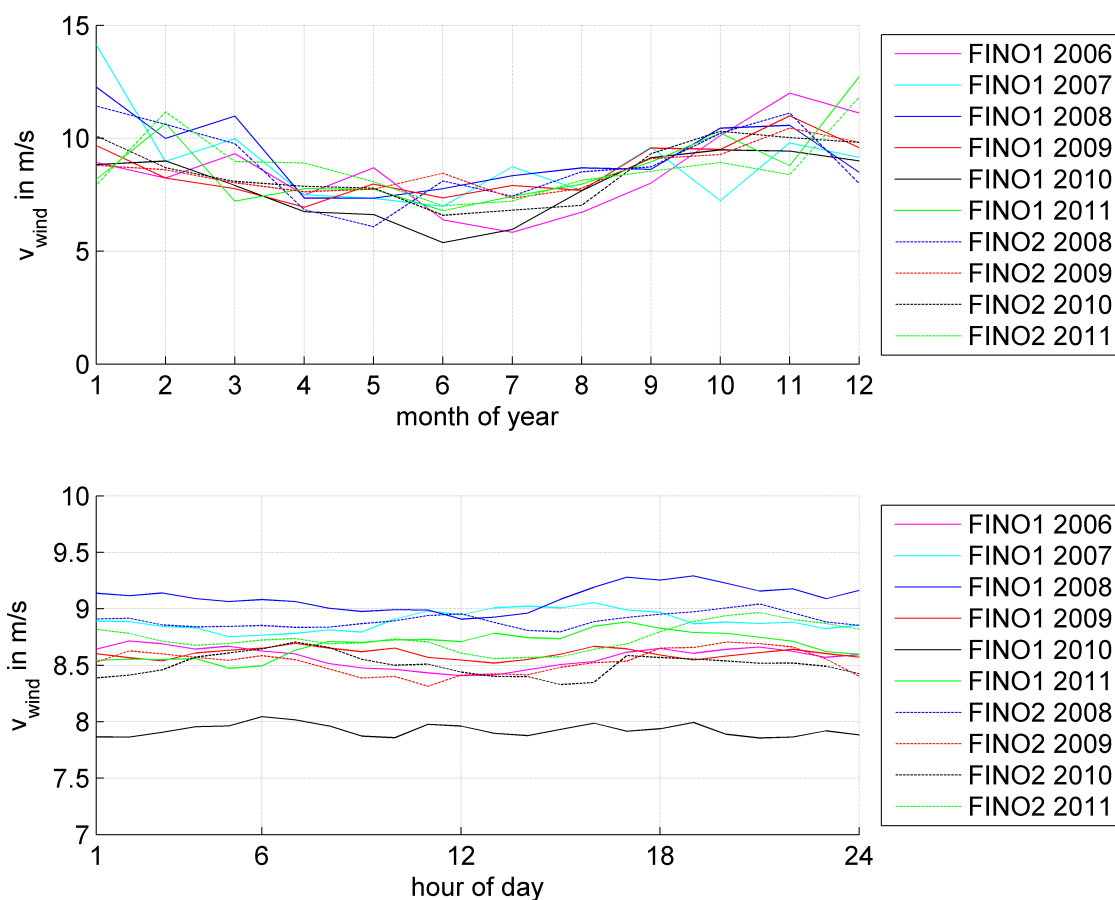


Abbildung 4.8.: Windgeschwindigkeiten nach Monaten und Tageszeiten auf 100 m (FINO1) bzw. 102 m (FINO2)

In Abbildung 4.8 ist die gemittelte Windgeschwindigkeit des jeweils höchsten Messpunkts⁹ über der Jahreszeit bzw. der Tageszeit aufgetragen. Während eine deutliche Abhängigkeit der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von der Jahreszeit in allen Jahren und für beide Plattformen erkennbar ist, ergibt sich keinerlei Zusammenhang zwischen Tageszeit und Windgeschwindigkeit. Dies unterscheidet die Offshore-Windprofile von den Windverhältnissen onshore: Abbildung C.1 in Anhang C zeigt den Zusammenhang zwischen (normierter) Stromerzeugung aus Wind onshore in Deutschland. Dabei ist ein Zusammenhang zwischen Tageszeit und Stromeinspeisung aus Onshore-Windkraftanlagen deutlich erkennbar. Der Zusammenhang zwischen Jahreszeiten und Windgeschwindigkeiten ist onshore und offshore vergleichbar (vgl. Abbildung C.2).

Zusätzlich zeigt sich hier, dass die niedrigen Windgeschwindigkeiten im Jahr 2010 im Bereich der Plattform FINO1 nicht in einem bestimmten Monat aufgetreten sind, sondern dass im gesamten Jahresverlauf unterdurchschnittliche Messwerte vorliegen.

Weitergehende ausführliche Analysen der Messdaten der FINO-Plattformen finden sich in den DEWI-Magazinen der Jahrgänge 2008 bis 2012, vgl. z.B. [8], [7], [12], [43], [11].

4.2 Kennlinien

Leistungskennlinien von Windkraftanlagen beschreiben den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und elektrischer Ausgangsleistung der Anlage. Dabei werden üblicherweise 10-Minuten-Mittelwerte gebildet. Der Verlauf der Kennlinie ist dabei unter anderem von der Turbulenzintensität des Windes und der Luftdichte abhängig. Um die Vergleichbarkeit der Kennlinien zu gewährleisten, werden diese üblicherweise bei einer Turbulenzintensität von 12 % und einer Luftdichte von $1,225 \text{ kgm}^{-3}$ ermittelt bzw. entsprechend umgerechnet.

In diesem Kapitel wird eine Methode entwickelt, um Leistungskennlinien für beliebig dimensionierte Windkraftanlagen aus den Kennlinien bereits existierender Anlagen abzuleiten. Dazu werden zunächst eine Normierungsmethode und eine Bewertungsmethode vorgestellt. Mit Hilfe der Bewertungsmethode werden dann normierte Anlagenkennlinien ausgewählt, aus denen durch Mittelwertbildung und Denormierung die neue Kennlinie erzeugt wird.

4.2.1 Einfluss der Turbulenzintensität

Nach IEC61400 [31] ist die Turbulenzintensität¹⁰ definiert als das Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit zum Mittelwert der Windgeschwindigkeit.

Abbildung 4.9 zeigt eine theoretische Anlagenkennlinie einer idealen Windkraftanlage (nach Betz) mit einem Rotordurchmesser von 112 m und einer Leistung von 3,08 MW ohne Turbulenz. Dabei sind die Einschaltwindgeschwindigkeit v_{cutin} , die Nennwindgeschwindigkeit v_N , die Abschaltwindgeschwindigkeit v_{cutoff} sowie die Sturmregelung (ab v_{storm}) erkennbar. Unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit erzeugt die Anlage keine elektrische Wirkleistung. Der Generator ist vom Netz getrennt, die Rotorblätter sind in Bremsposition und der Rotor trudelt mit einer Drehzahl nahe Null, um die Wälzlager zu schützen.

⁹ FINO1: 100 m, FINO2: 102 m

¹⁰ Englisch: *turbulence intensity*

Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten nahe der Einschaltwindgeschwindigkeit v_{cutin} fährt die Anlage an. Dabei wird zunächst der Rotor auf die durch die Generatorauslegung vorgegebene Minstdrehzahl beschleunigt. Anschließend wird der Generator mit dem Netz synchronisiert und die Anlage mit dem Netz gekoppelt. Da die Minstdrehzahl des Generators bei vielen Anlagen konstruktionsbedingt über der - durch die Auslegungsschnelllaufzahl λ und den Rotorradius R_{rotor} festgelegten - aerodynamisch optimalen Drehzahl $\omega_{\text{opt,rotor}}$ (vgl. Gl. 4.2) bei Einschaltwindgeschwindigkeit v_{cutin} liegt, kommt es in diesen Fällen zu erhöhten aerodynamischen Verlusten.

$$\omega_{\text{opt,rotor}} = \frac{v_{\text{cutin}} \cdot \lambda}{R_{\text{rotor}}} \quad (4.2)$$

Zwischen v_{cutin} und v_N steigt die Anlagenleistung bei gleich bleibend hohem aerodynamischem Wirkungsgrad mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an. Dabei wird die Drehzahl der Windkraftanlage angepasst, um bei gleich bleibender Schnelllaufzahl λ die Anströmwinkel der Rotorblätter - und damit den aerodynamischen Wirkungsgrad η_{aero} - konstant zu halten. Oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit wird die Anlagenleistung durch Pitchen der Rotorblätter begrenzt. Bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten oberhalb v_{storm} wird die Wirkleistung reduziert. Diese Sturmregelung unterscheidet sich je nach Hersteller.

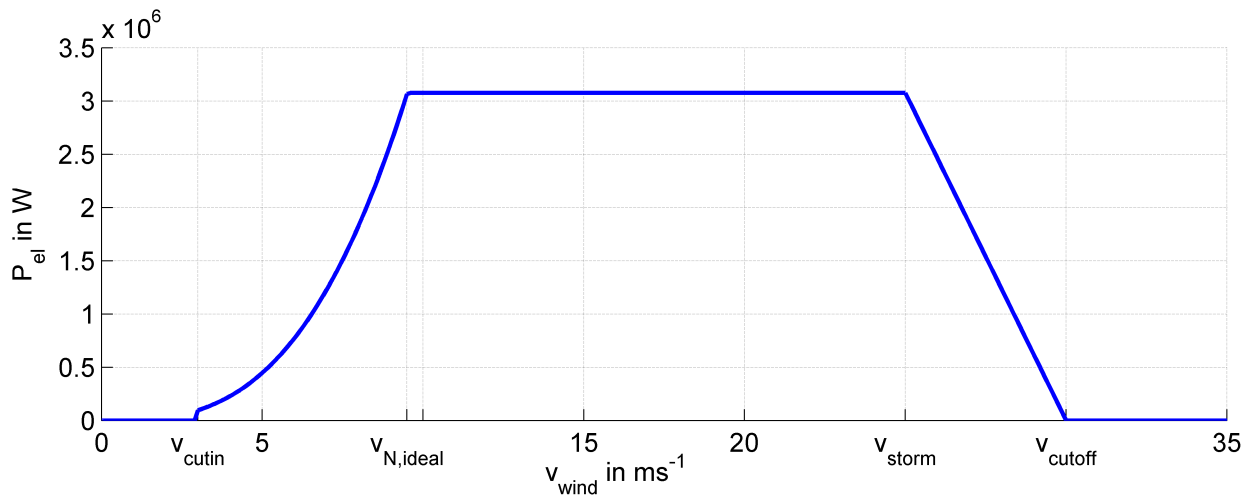


Abbildung 4.9.: Anlagenkennlinie bei Turbulenzintensität 0

Die Turbulenz der Windgeschwindigkeit bewirkt eine Glättung der Kennlinie, da einerseits der Mittelwert der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit größer als die dritte Potenz des Mittelwerts der Windgeschwindigkeit ist und andererseits die Leistungsbegrenzung unterhalb von v_{cutin} bzw. oberhalb von v_N die mittlere Leistung auch in anderen Betriebspunkten beeinflusst. Dies ist in Abbildung 4.10 für die Turbulenzintensitäten 12 % und 20 % für die ideale Anlage aus Abbildung 4.9 dargestellt. Zum Vergleich ist auch die vom Hersteller veröffentlichte Kennlinie der Windkraftanlage Vestas V112 ($P_N = 3,08 \text{ MW}$, $D_{\text{rotor}} = 112 \text{ m}$) abgebildet. Es ist zu erkennen, dass sich reale und ideale Kennlinie insbesondere im Teillastbereich unterscheiden.

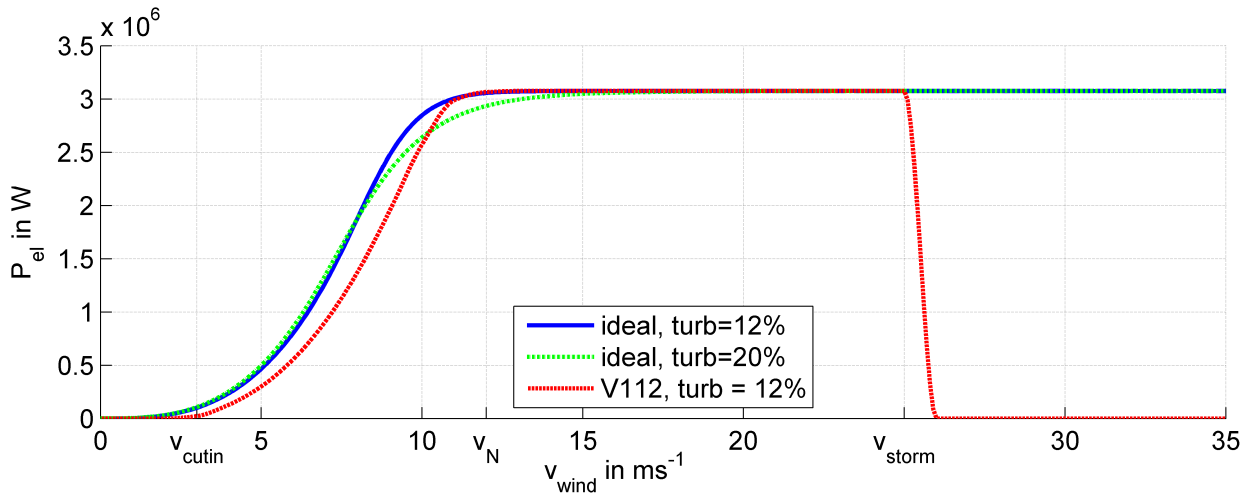


Abbildung 4.10.: Anlagenkennlinie bei Turbulenzintensität 12 % und 20 %

4.2.2 Effizienzkennlinie

Abbildung 4.11 zeigt den Quotienten der Leistungen von idealer Kennlinie und realer Kennlinie bei einer Turbulenzintensität von 12 % (vgl. Abb. 4.10). Diese Funktion wird im Folgenden Effizienzkennlinie genannt und ist wie folgt definiert:

$$\eta_{cp}(v) = \frac{P_{real}(v)}{P_{ideal}(v)} \quad (4.3)$$

Es ist klar erkennbar, dass die reale Anlage Vestas V112 im Bereich um v_{cutin} einen deutlich niedrigeren Wirkungsgrad besitzt als in der Mitte des Teillastbereichs (vgl. Kapitel 4.2.1). Im Teillastbereich treten bei der realen Anlage verschiedene Verluste auf, die ein Erreichen des Betz-Wirkungsgrads verhindern. Dies sind unter anderem Blattspitzenverluste, Drallverluste, Verluste durch Azimuthfehler bzw. Fehlanströmung und Verluste im Antriebsstrang. Oberhalb von $v_{N,ideal}$ steigt die Funktion $\eta_{cp}(v)$ deutlich an, da die aerodynamischen Verluste durch das Überangebot an Windleistung kompensiert werden.

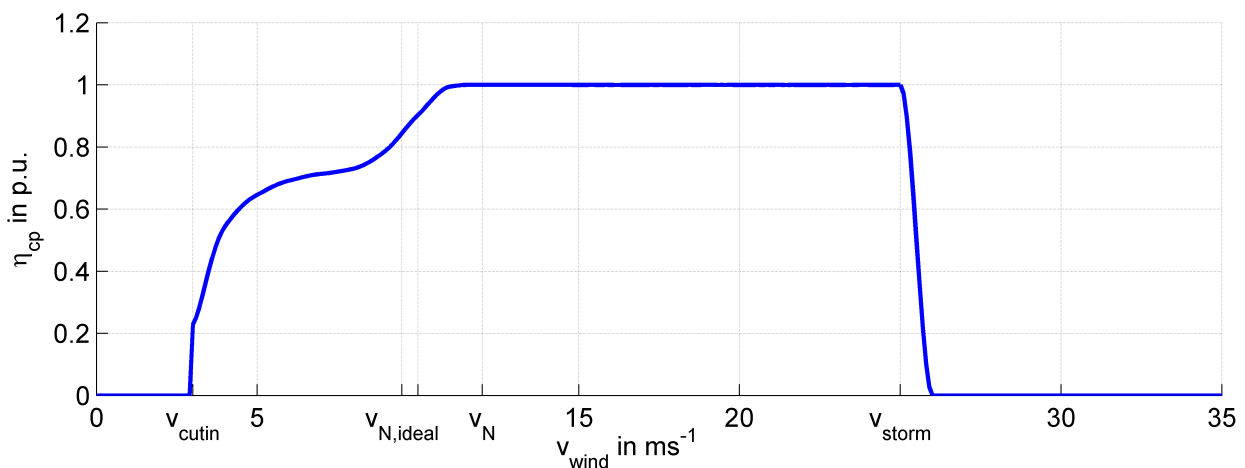


Abbildung 4.11.: Effizienzkennlinie der Windkraftanlage Vestas V112

Der Verlauf von η_{cp} kann dabei als gesamtheitlicher Indikator für die Effizienz der Windkraftanlage betrachtet werden, da er das Zusammenwirken aus Aerodynamik, Regelung und Antriebsstrang abbildet.

Referenzwindgeschwindigkeit

Abbildung 4.12 zeigt die Leistungskennlinien dreier aktueller Windkraftanlagen. Die Kenndaten der Anlagen sind in Tabelle 4.1 aufgelistet. Es ist ersichtlich, dass die Anlagen ihre Bemessungsleistung P_N bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten erreichen.

Tabelle 4.1.: Kenndaten Windkraftanlagen

Hersteller	Modell	P_N in MW	D_{rotor} in m	p_S in $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	v_{ref} in $\frac{\text{m}}{\text{s}}$
Enercon	E127	7,58	127	601	11,8
Vestas	V112	3,08	112	305	9,5
Nordex	N117	2,4	117	223	8,5

Um die Kennlinien dieser Windkraftanlagen vergleichen zu können, ist es vorteilhaft, sie in normierter Form darzustellen. Dazu wird die Leistung auf die Bemessungsleistung P_N bezogen. Der Einfluss der spezifischen Leistung $p_S = \frac{P_N}{A_{\text{rotor}}}$ wird durch Normierung der Windgeschwindigkeit kompensiert. Im Rahmen dieser Arbeit wird dazu die Referenzwindgeschwindigkeit v_{ref} wie folgt definiert:

$$v_{\text{ref}} = \sqrt[3]{\frac{p_S}{\frac{\rho_{\text{air}}}{2} \cdot c_{p,\text{Betz}}}} = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot 27}{16} \frac{P_N}{A_{\text{rotor}} \cdot \rho_{\text{air}}}} \quad (4.4)$$

Damit ergibt sich die normierte Windgeschwindigkeit ϑ zu

$$\vartheta = \frac{v}{v_{\text{ref}}}. \quad (4.5)$$

In Abbildung 4.13 wurden die Leistungskennlinien aus Abbildung 4.12 gemäß 4.4 normiert. Im Bereich $\vartheta < 1,5$ lassen sich Unterschiede im Verlauf erkennen.

Vergleich normierter Effizienzkennlinien

Bei Betrachtung der in Abbildung 4.14 dargestellten normierten Effizienzkennlinien sind die Unterschiede deutlicher zu identifizieren als bei den Leistungskennlinien. Es ist klar ersichtlich, dass im Teillastbetrieb ($\vartheta < 1$) die Effizienzkennlinie der Windkraftanlage E127 oberhalb der Effizienzkennlinien der Anlagen V112 und N117 verläuft. Dies deutet auf eine bessere aerodynamische Auslegung der Windkraftanlage sowie auf eine effizientere Implementierung des Startvorgangs hin. Im Bereich des Übergangs zwischen Teillastbetrieb und Volllastbetrieb ($1 < \vartheta < 1,3$) verläuft die normierte Kennlinie der E127 unterhalb der Effizienzkennlinien der Vergleichsanlagen. Dies ist vermutlich auf unterschiedliche Regelstrategien zurückzuführen.

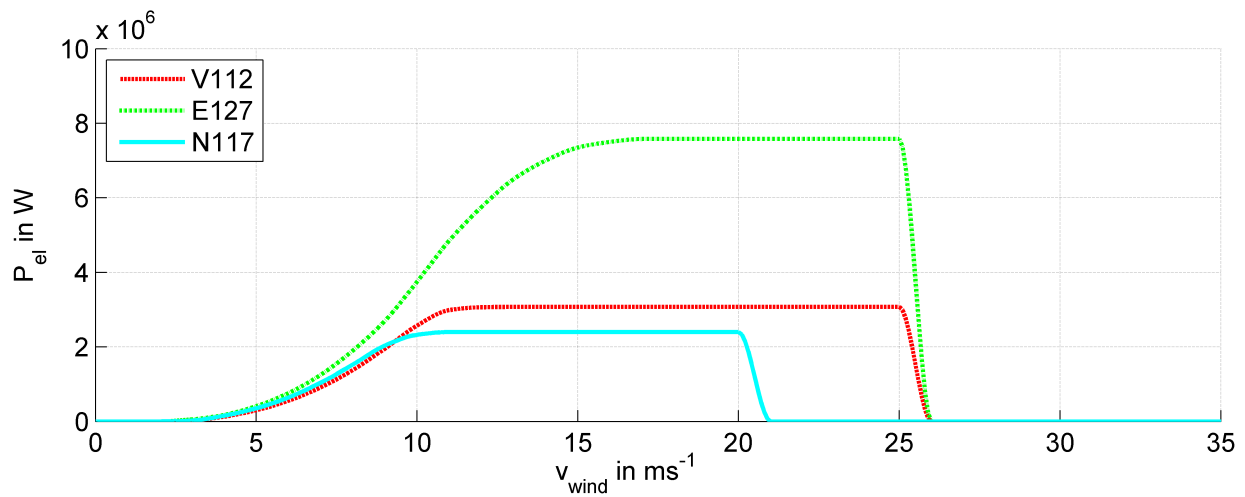


Abbildung 4.12.: Leistungskennlinien aktueller Windkraftanlagen

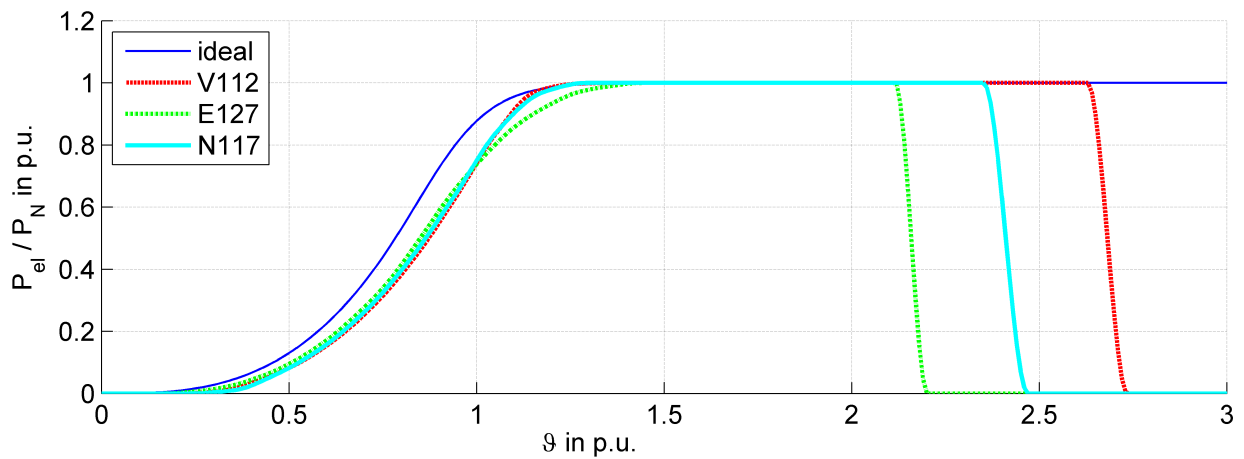


Abbildung 4.13.: Normierte Leistungskennlinien aktueller Windkraftanlagen

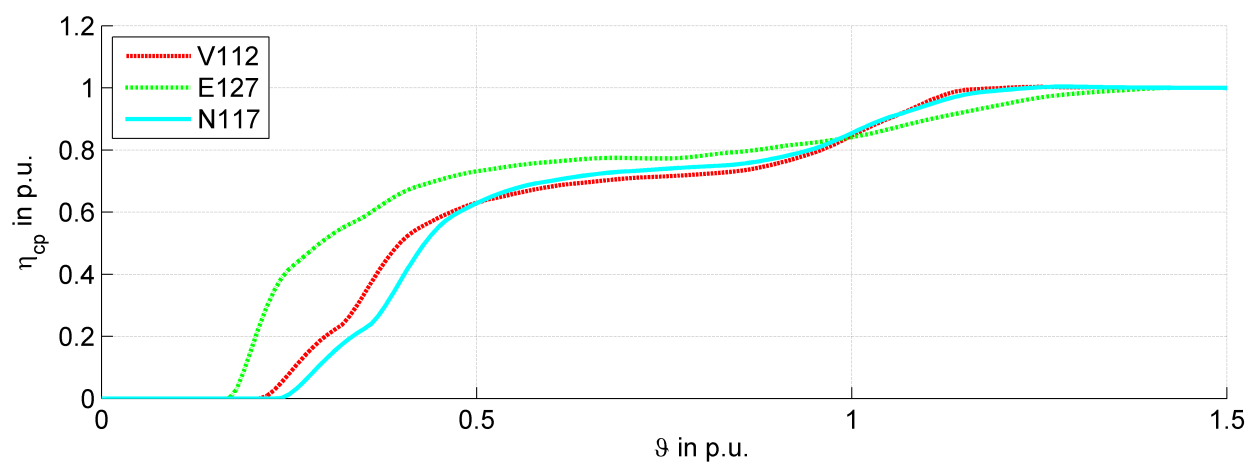


Abbildung 4.14.: Effizienzkennlinien aktueller Windkraftanlagen

4.2.3 Effizienzkennzahl

Nachdem in Kapitel 4.2.2 die prinzipielle Eignung der eingeführten Effizienzkennlinien zum Vergleich der Leistungskennlinien von Windkraftanlagen gezeigt wurde, wird nun aus diesen Effizienzkennlinien eine Kennzahl ξ_{cp} entwickelt. Für die Effizienzkennlinie aller untersuchten Windkraftanlagen mit Pitchregelung gilt:

$$\eta_{cp}(\nu_{wind}) = 1 \Big|_{1,5 \cdot \nu_{ref} < \nu_{wind} < \nu_{cutoff}} \quad (4.6)$$

Oberhalb von $1,5 \cdot \nu_{ref}$ unterscheiden sich die Anlagenkennlinien nur im Bereich der Sturmregelung. Dieses Betriebsverhalten kann aufgrund des seltenen Auftretens dieser hohen Windgeschwindigkeiten bei der Berechnung des Energieertrags vernachlässigt werden. Die Effizienzkennzahl ξ_{cp} berechnet sich somit aus der Effizienzkennlinie im relevanten Bereich $\vartheta < 1,5$. Fünf mögliche Definitionen wurden dabei untersucht:

$$\xi_{eta} = \frac{2}{3} \int_0^{1,5} \eta_{cp}(\vartheta) d\vartheta \quad (4.7)$$

$$\xi_w = \frac{2}{3} \int_0^{1,5} \eta_{cp}(\vartheta) \cdot w(\vartheta) d\vartheta \quad (4.8)$$

$$\xi_{int} = \frac{\int_0^{1,5} P(\vartheta) d\vartheta}{\int_0^{1,5} P_{ideal}(\vartheta) d\vartheta} \quad (4.9)$$

$$\xi_{diff} = 1 - \frac{2}{3} \int_0^{1,5} P_{ideal}(\vartheta) - P(\vartheta) d\vartheta \quad (4.10)$$

$$\xi_{rmse} = 1 - \sqrt{\frac{2}{3} \int_0^{1,5} (P_{ideal}(\vartheta) - P(\vartheta))^2 d\vartheta} \quad (4.11)$$

Dabei beruhen die Definitionen von ξ_{eta} und ξ_w auf der Effizienzkennlinie und die Definitionen von ξ_{int} , ξ_{diff} und ξ_{rmse} auf der normierten Leistungskennlinie. Da die numerischen Werte der Leistungskennlinie bei niedrigen Windgeschwindigkeiten sehr klein sind, gewichten die darauf basierenden Definitionen diesen Bereich nur schwach. Die Definition von ξ_w enthält eine Gewichtsfunktion $w(\vartheta)$, die die Berücksichtigung eines gegebenen Windprofils erlaubt. Da das Windprofil jedoch immer standortabhän-

gig ist und eine möglichst allgemeingültige Definition für ξ_{cp} gesucht ist, wird dieser Ansatz hier nicht weiter verfolgt.

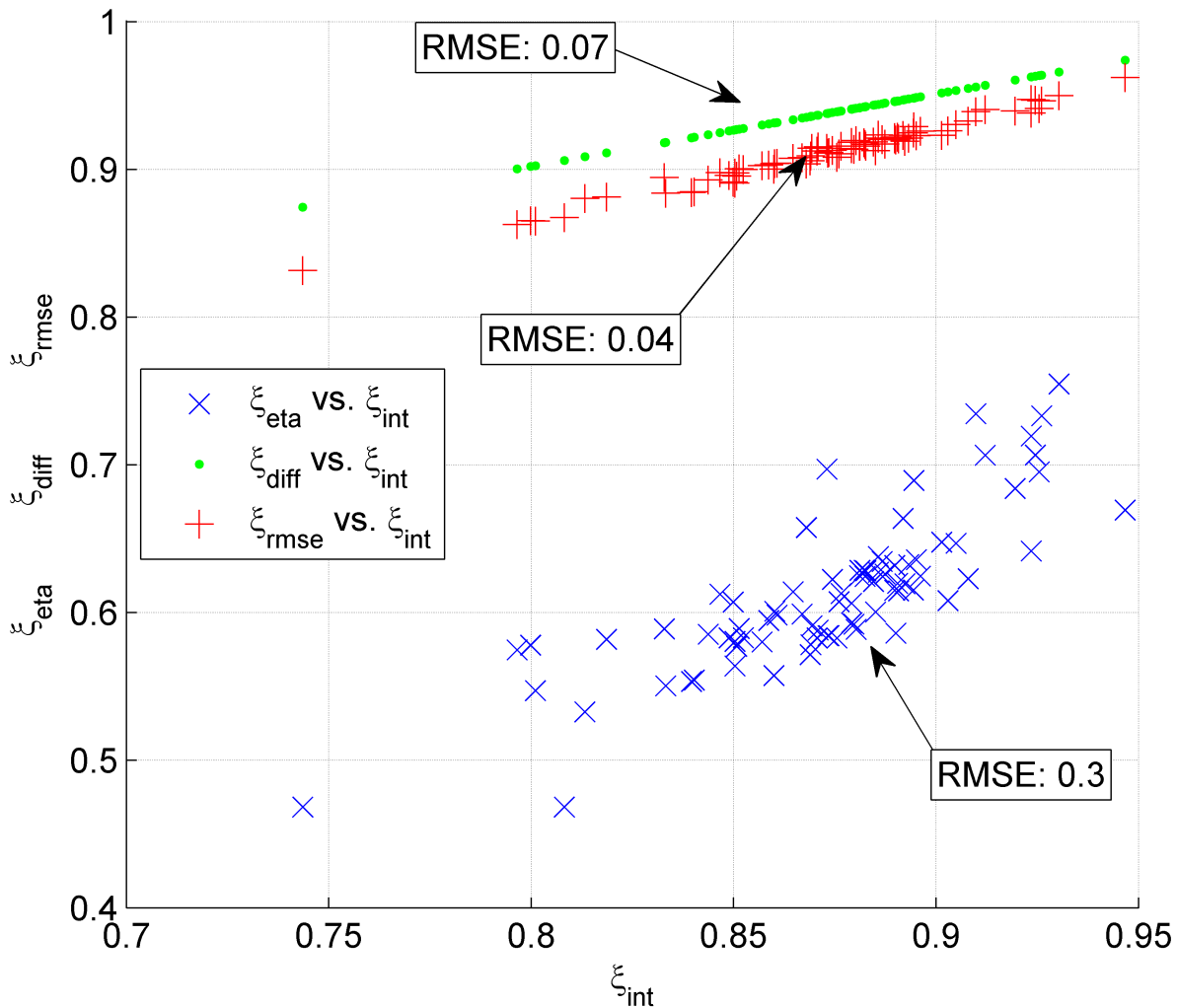


Abbildung 4.15.: Vergleich der Kennzahlen

Die verbliebenen vier Kennzahlen wurden für die vorliegenden Kennlinien von 81 Windkraftanlagen der Leistungsklasse $P_N > 500 \text{ kW}$ berechnet. Abbildung 4.15 zeigt die gegenseitige Abhängigkeit dieser Kennzahlen. Es zeigt sich, dass nur ξ_{eta} nicht näherungsweise linear von ξ_{int} abhängig ist. Die unterschiedlichen Definitionen in den Gleichungen 4.9, 4.10 und 4.11 führen somit nicht zu unterschiedlichen Ergebnissen. Daher wird nur ξ_{int} weiter berücksichtigt.

Abbildung 4.16 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Effizienzkennzahlen verschiedener Hersteller. In Anhang A ist die vollständige Liste aufgeführt.

Es ist ersichtlich, dass die Effizienzkennzahlen von Windkraftanlagen des gleichen Herstellers sich wenig unterscheiden. Dies kann so interpretiert werden, dass die Entwicklungsteams eines Herstellers bei der Kosten-Nutzen-Analyse von Designentscheidungen vergleichbar vorgehen, so dass ähnliche Leistungskennlinien entstehen. Es zeigt weiterhin, dass die Effizienzkennzahl geeignet ist, die real existierenden Unterschiede zwischen den einzelnen Herstellern und ihren Konzepten abzubilden.

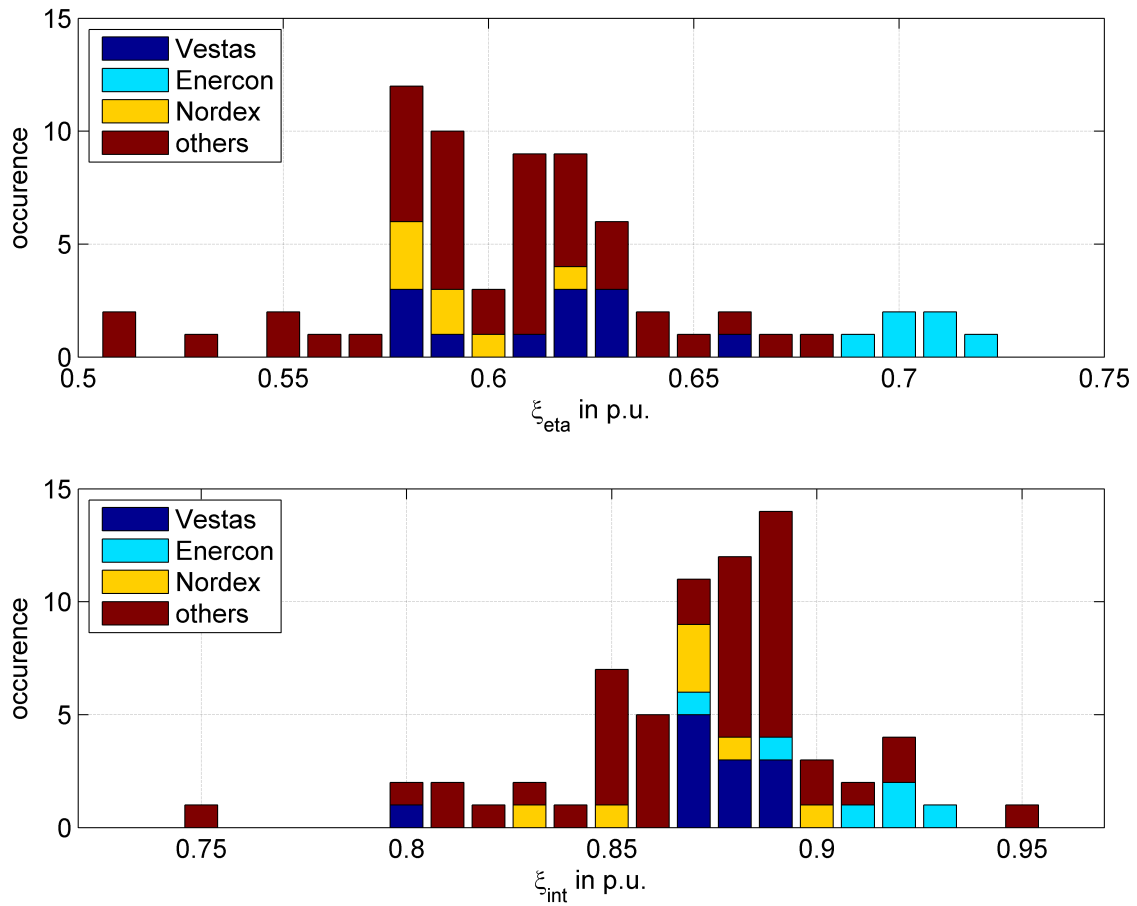


Abbildung 4.16.: Häufigkeitsverteilung der Effizienzkennzahlen

Zwischen den Verteilungen der beiden verbliebenen Definitionen ξ_{η} und ξ_{int} sind nur wenige Unterschiede feststellbar. Für den weiteren Verlauf dieser Arbeit wird die Definition 4.7 für die Effizienzkennzahl verwendet, da die stärkere Gewichtung des Teillastbereichs bessere Aussagen über den aerodynamischen Optimierungsgrad der Anlage zulässt:

$$\xi_{cp} \stackrel{!}{=} \xi_{\eta} \quad (4.12)$$

4.2.4 Skalierung von Anlagenkennlinien

Mit der in Kapitel 4.2.2 eingeführten Effizienzkennzahl können Windkraftanlagen hinsichtlich ihrer Effizienz bewertet werden. Dadurch wird es möglich, gleichartige Anlagen zu gruppieren und Mittelwerte über ihre normierten Anlagenkennlinien zu bilden. Aus diesen gemittelten normierten Leistungskennlinien können dann durch Umkehrung des Normierungsverfahrens die Leistungskennlinien von noch nicht existierenden Anlagen abgeleitet werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass bei den neuen Anlagen Designentscheidungen getroffen werden, die in einem unveränderten Anlagenverhalten resultieren.

Gruppierung nach Hersteller

In Abbildung 4.17 sind die normierten Effizienzkennlinien für sechs Windkraftanlagen des Herstellers Enercon im Leistungsbereich zwischen 0,8 MW und 7,5 MW sowie der Mittelwert dargestellt. Zusätzlich ist die Effizienzkennlinie der Windkraftanlage E101, die bei der Mittelwertbildung nicht berücksichtigt wurde, dargestellt. Die Ähnlichkeit der Kurven wird dabei deutlich. Die Vermutung ist daher nahe liegend, dass auch eine Neuentwicklung des gleichen Herstellers eine ähnliche Effizienzkennlinie aufweisen wird.

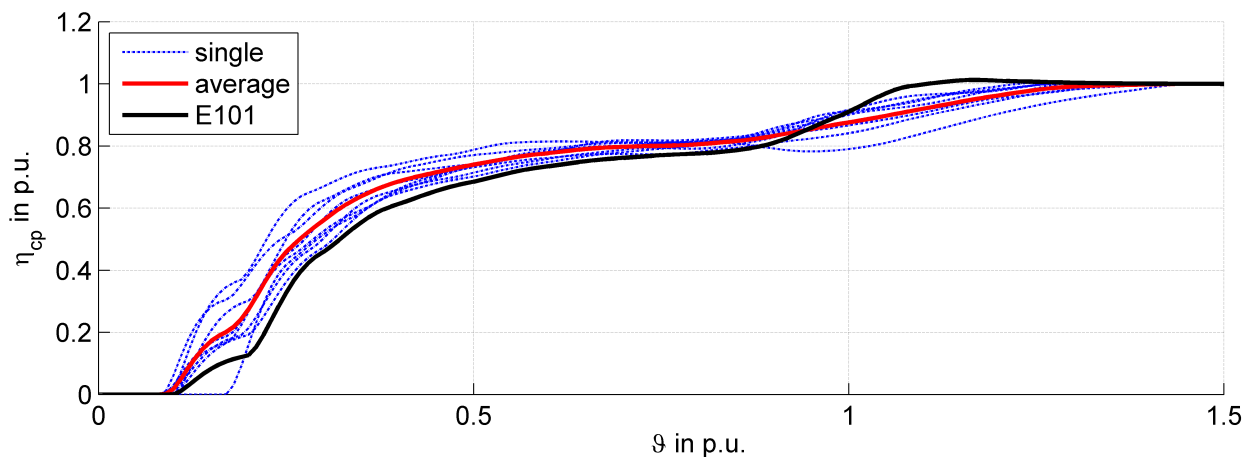


Abbildung 4.17.: Effizienzkennlinien für den Hersteller Enercon (0,8 MW bis 7,5 MW)

Aus der Effizienzkennlinie und den Kenndaten lässt sich nun durch Umkehr des Normierungsvorgangs die Leistungskennlinie einer neuen Anlage berechnen. In Abbildung 4.18 ist die so konstruierte Kennlinie für die E101 der vermessenen Kennlinie der Anlage gegenübergestellt.

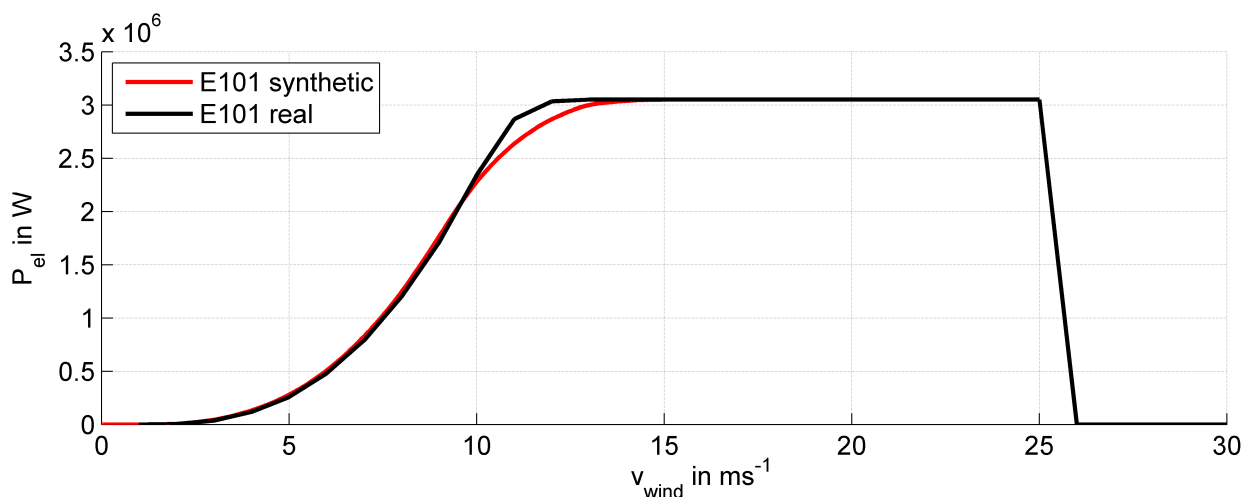


Abbildung 4.18.: Rekonstruierte und vermessene Leistungskennlinie der E101

Es ist zu erkennen, dass die Kennlinie im Teillastbereich gut getroffen wurde, während im Übergang zum Volllastbereich eine größere Abweichung zu erkennen ist. Hier hat der Hersteller offensichtlich die

Regelung gegenüber den Vorgängermodellen verbessert. Die Abweichung der beiden Kurven (RMSE) beträgt 2,5 % der Bemessungsleistung.

Gruppierung nach Effizienzkennzahl

Alternativ zu der angewendeten Gruppierung nach Herstellern wurde die Gruppierung nach Effizienzkennzahlen implementiert. Dabei wird die Kennlinie einer Windkraftanlage ermittelt, indem zunächst diejenigen Anlagen in der Datenbank ausgewählt werden, die eine sehr ähnliche Effizienzkennzahl ξ_{cp} besitzen. Deren normierte Effizienzkennlinien werden dann gemittelt und mit den Kenndaten der Zielanlage denormiert. Als objektives Vergleichskriterium wird der auf die Bemessungsleistung bezogene RMSE berechnet. Dieses Verfahren wurde für alle Kennlinien in der Datenbank durchgeführt.

Abbildung 4.19 zeigt die Verteilung dieses Fehlers. Dieser liegt im Median bei 1 % der Bemessungsleistung und damit deutlich unterhalb des Fehlers, der sich bei der Gruppierung nach Hersteller ergibt.

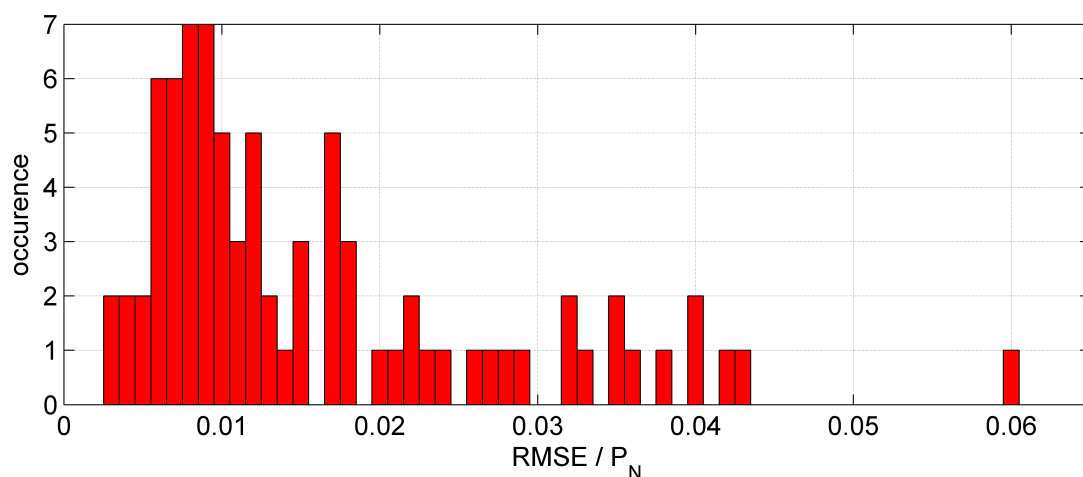


Abbildung 4.19.: Häufigkeitsverteilung des RMSE der rekonstruierten Leistungskurven

In Abbildung 4.20 sind exemplarisch die tatsächlichen und die rekonstruierten Kurven für den besten, den mittleren und den schlechtesten Fall aufgetragen.

4.2.5 Zusammenfassung

Es wurde gezeigt, dass das vorgeschlagene Verfahren zur Normierung von Leistungskennlinien geeignet ist, Windkraftanlagen miteinander zu vergleichen. Für den direkten Vergleich wurde die Effizienzkennzahl ξ_{cp} eingeführt. Weiterhin wurde gezeigt, dass sich durch Gruppierung und Mittelwertbildung die Kennlinien von Anlagen rekonstruieren lassen, von denen nur Rotordurchmesser und Bemessungsleistung bekannt sind. Im Vergleich hat sich herausgestellt, dass es zu besseren Ergebnissen führt, Anlagen statt nach dem Hersteller nach der hier vorgeschlagenen Effizienzkennzahl zu gruppieren.

Diese durch Festlegung von Bemessungsleistung, Rotordurchmesser und Effizienzkennzahl definierten Leistungskennlinien werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit zur Berechnung der Erträge von Windkraftanlagen verwendet.

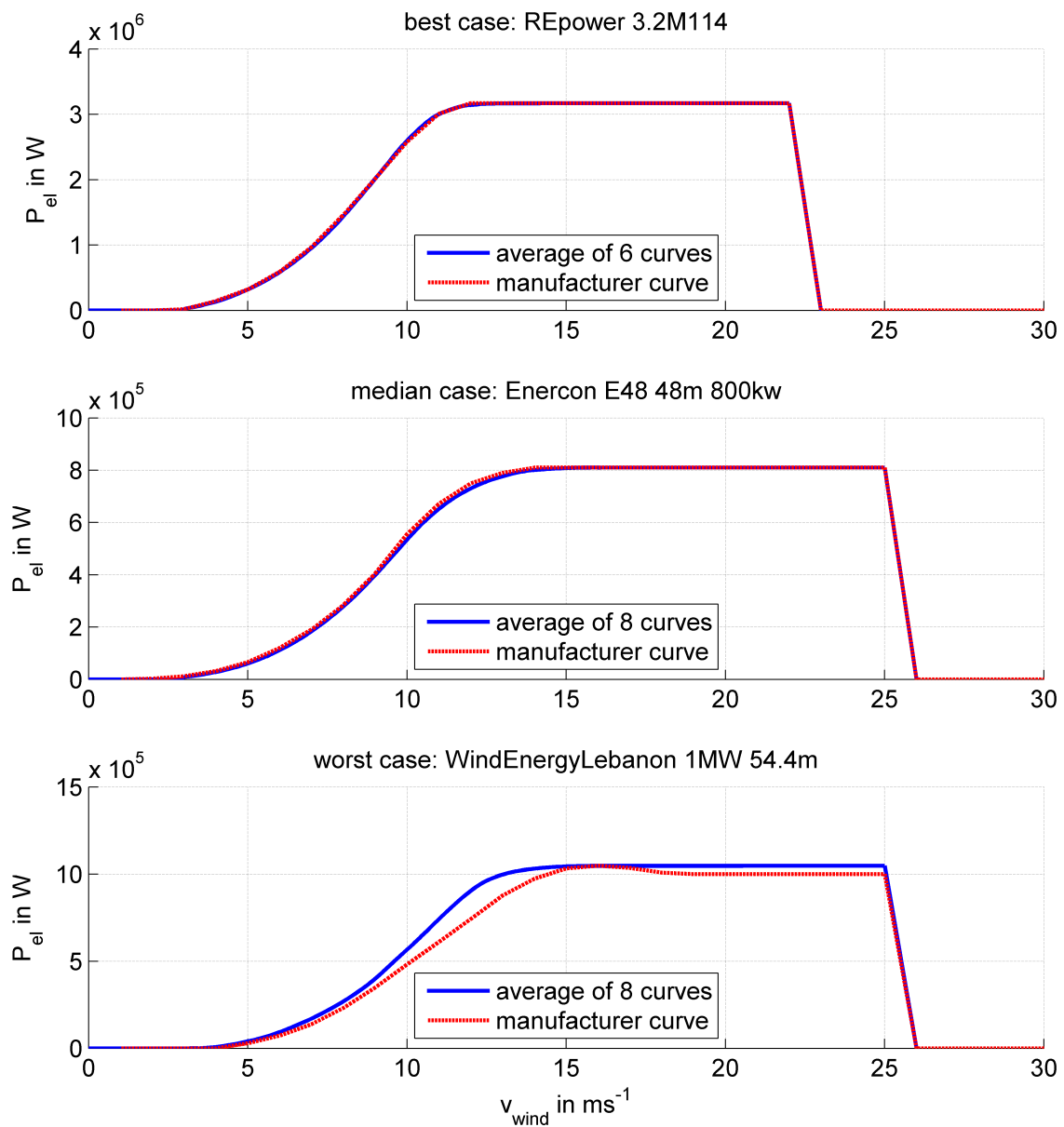


Abbildung 4.20.: Rekonstruierte Kurven: Bester Fall, Median und schlechter Fall

5 Investitionskostenmodell

Das hier verwendete Kostenmodell wurde mit dem Ziel entwickelt, die *relativen* Kosten verschiedener Anlagenauslegungen zu ermitteln, um Aussagen über die wirtschaftlich vorteilhafteste Konfiguration abzuleiten. Es hat nicht den Anspruch, die absoluten Kosten korrekt zu bestimmen, da diese unter anderem von den Lohnstückkosten am Produktionsstandort, der Inflation, den spezifischen Produktionsprozessen und den strategischen Erwägungen des Herstellers abhängen.

Das Kostenmodell basiert auf der Struktur des NREL-Kostenmodells [22]. Dabei werden die Kosten und Massen einzelner Komponenten und Baugruppen einer Windkraftanlage mit Hilfe einfacher Regressionsfunktionen auf Basis der wichtigsten Kenngrößen geschätzt. So ergeben sich beispielsweise die Massen von Rotorblättern als Funktion des Rotordurchmessers. Die Kosten sind dann eine Funktion der Blattmasse. In Abbildung 5.1 sind die wesentlichen Abhängigkeiten abgebildet.

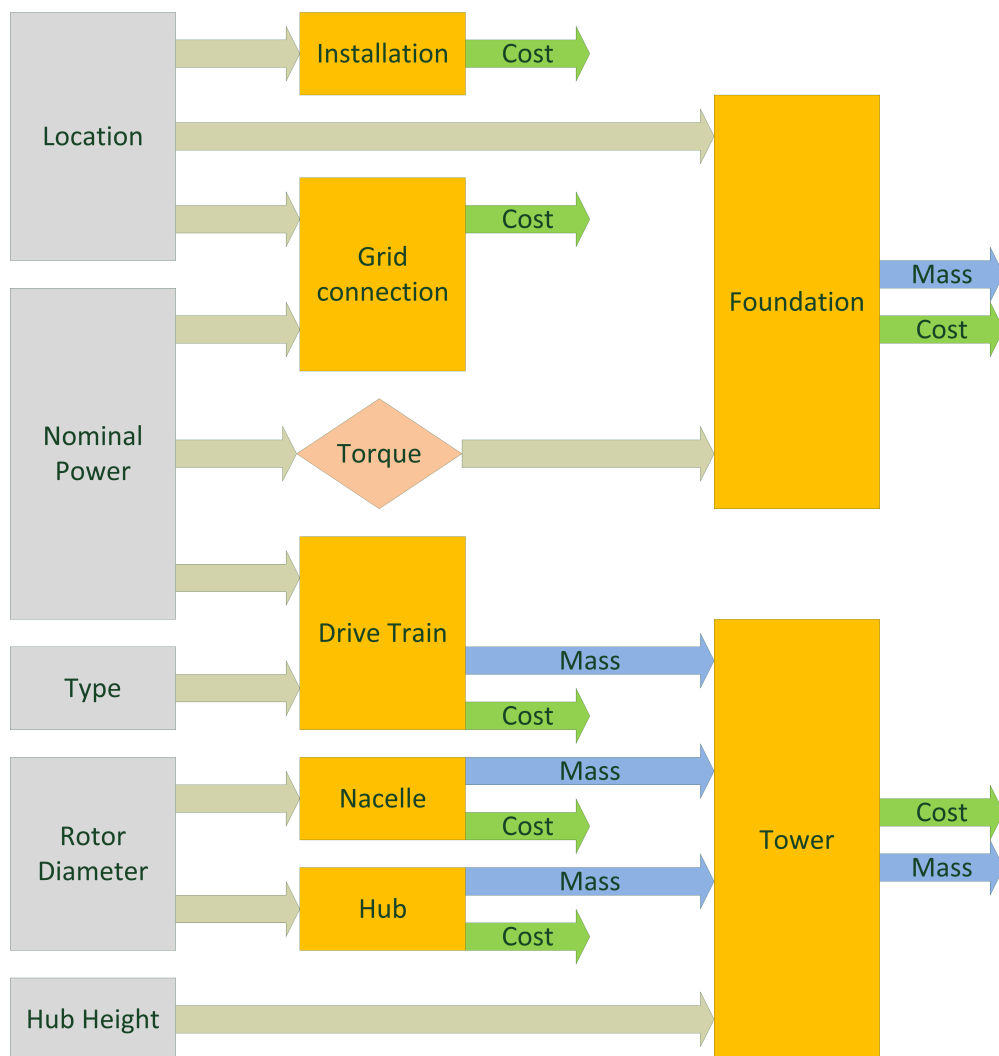


Abbildung 5.1.: Aufbau des Kostenmodells

Die Parameter des Modells wurden empirisch aus der Analyse von Datenblättern und durch Experteninterviews gewonnen. Die Massen des Modells wurden mit den in [33] veröffentlichten Daten der NREL Offshore-Referenzturbine abgeglichen. Das Kostenmodell wurde u.a. mit bekannten Preisen von Onshore-Windkraftanlagen abgeglichen.

5.1 Rotorblätter

Die Masse der Rotorblätter wird mit der Funktion

$$m_{\text{blade}} = 2,52 \text{ kg} \cdot \left(\frac{R_{\text{rotor}}}{1 \text{ m}} \right)^{2,13} \quad (5.1)$$

beschrieben. Die Kosten ergeben sich zu

$$c_{\text{blade}} = m_{\text{blade}} \cdot 17,5 \text{ €/kg} \quad (5.2)$$

5.1.1 Empirische Daten

Das Sortiment des weltgrößten unabhängigen Rotorblatherstellers für Windkraftanlagen, LM Windpower, deckt den Leistungsbereich von 1,3 MW bis 6,0 MW bei Rotordurchmessern von 63 m bis 150 m ab. In Abbildung 5.2 sind die Massen dieser Rotorblätter und die zugehörige Regressionsfunktion dargestellt. Zum Vergleich sind zusätzlich die Datenpunkte der Rotorblätter anderer Hersteller aus [61] dargestellt.

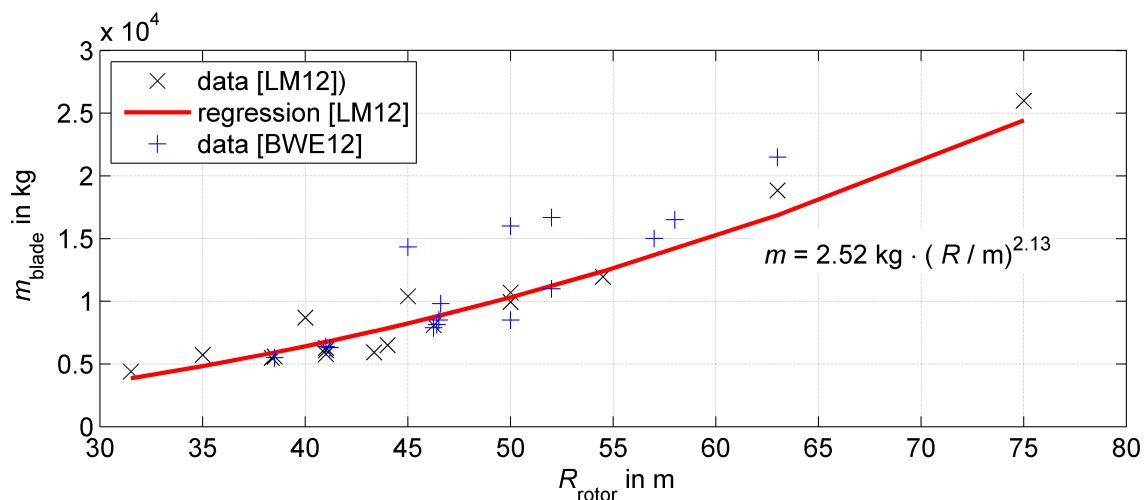


Abbildung 5.2.: Zusammenhang zwischen Rotorradius und Blattlänge für Rotorblätter des Herstellers LM im Jahr 2012

Die Skalierung von Rotorblattmassen bei Windkraftanlagen wurde unter anderem im Rahmen des UpWind-Projekts untersucht. In Abbildung 5.3 ist die Skalierungsfunktion aus Abbildung 5.2 der in [6]

veröffentlichten Funktion, sowie dem theoretisch zu erwartenden kubischen Verlauf gegenübergestellt. Ein ausführlicher Vergleich weiterer veröffentlichter Skalierungsmodelle findet sich in [95, S. 45f]. Der in allen empirischen Untersuchungen ermittelte Verlauf mit Exponenten kleiner als 2,5 ist dabei auf die kontinuierliche technologische Weiterentwicklung zurückzuführen, bei der verbesserte Fertigungsverfahren mit genaueren Lastberechnungen und neuen Materialien kombiniert werden.

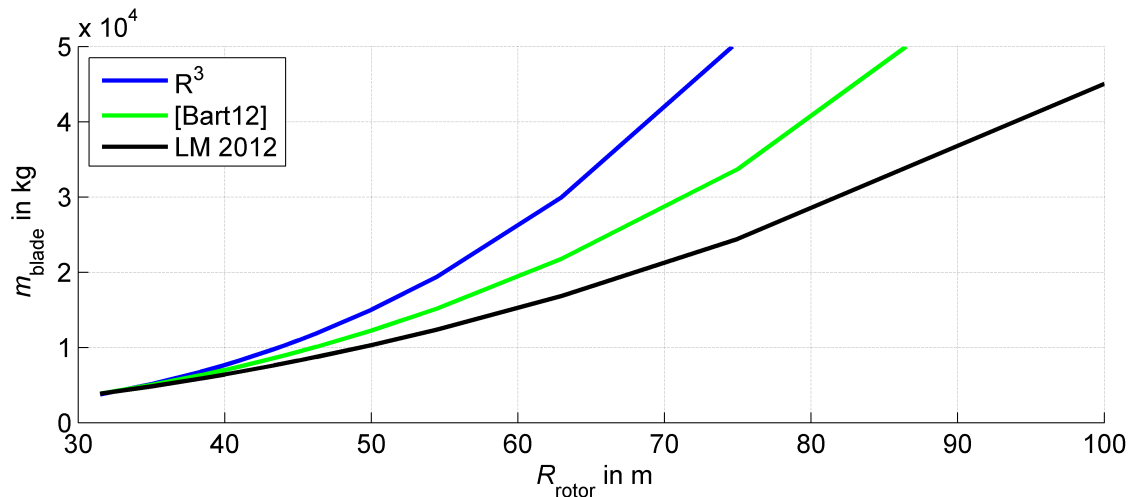


Abbildung 5.3.: Vergleich der Untersuchungen zur Skalierung von Rotorblättern

5.1.2 Blattauslegung

Die konkurrierenden Auslegungsziele, die sich aus den Anforderungen an Wirtschaftlichkeit, Lasten und Transport ergeben sind:

1. Hoher aerodynamischer Wirkungsgrad η_{aero}
2. Niedrige Blattmasse m_{blade}
3. Kleine maximale Profiltiefe c

Dabei sind die definierenden Lasten für die Auslegung bei großen Windkraftanlagen (> 1 MW) die auf das Blatt wirkenden Gewichtskräfte sowie die aerodynamischen Kräfte.

Den konkurrierenden Anforderungen wird Rechnung getragen, indem bei der Auslegung nach der Blattelementmethode das Profil des Rotorblatts in Abhängigkeit vom Radius variiert wird. Im Blattwurzelbereich werden dabei Profile mit hoher Dicke, hohem Auftriebsbeiwert c_l und dementsprechend erhöhtem Luftwiderstandsbeiwert c_D verwendet. Oft sind dies Kreisprofile mit einer sog. „Gurney Flap“, da mit dieser Bauweise die Blatattiefe begrenzt werden kann. Im mittleren Blattbereich werden Profile mit möglichst hoher Dicke und hohem Gleitwert c_{lD} verwendet, um bei niedrigem Gewicht einen hohen Wirkungsgrad zu erreichen. An den Blattspitzen werden flache Profile mit sehr hohen Gleitzahlen verwendet.

Vertiefende Erläuterungen finden sich in der Diplomarbeit von Roman Braun [73].

5.1.3 Kosten

Der Kostenanteil der Rotorblätter an den Gesamtkosten ist in [37] für eine REpower MM92 ($R_{\text{rotor}} = 46\text{ m}$) mit 22,2 % der Gesamtkosten von 1005€/kW¹ angegeben. Das entspricht 457 000€ oder 17,5€/kg bei einer Blattmasse von 8700 kg gemäß Gleichung 5.1. Dieser Wert entspricht außerdem der Mitte des in Expertengesprächen ermittelten Intervalls von 15€/kg bis 20€/kg.

Die zunehmende Verwendung von karbonfaserverstärkten Kunststoffen (CFK) in Rotorblättern führt einerseits zu einer Gewichtsabnahme, andererseits zu einer Zunahme der spezifischen Kosten pro Masse. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher davon ausgegangen, dass dieser Trend die Kostenfunktion nicht wesentlich beeinflusst.

5.2 Nabe

Die Masse der Nabe², die die Rotorblattlager und die Pitchantriebe enthält, wird mit der Funktion

$$m_{\text{hub}} = 15,1 \text{ kg/kNm} \cdot M \quad (5.3)$$

beschrieben und ist linear vom Drehmoment M abhängig. Die Kosten ergeben sich zu

$$c_{\text{hub}} = m_{\text{hub}} \cdot 8,7 \text{ €/kg} \quad (5.4)$$

5.2.1 Daten

Aus [61] und anderen Quellen sind wenige Daten für Nabenmassen bekannt. Es liegen aus [61] jedoch einige Daten über Rotorsterne (Nabe mit drei Blättern) vor, so dass mit dem in Kapitel 5.1 entwickelten Massenschätzer für Rotorblätter die Nabenmasse ermittelt werden kann:

$$m_{\text{hub}} = m_{\text{rotor}} - 3 \cdot m_{\text{blade}} \quad (5.5)$$

Bei der Untersuchung möglicher Regressionsfunktionen stellt sich heraus, dass sowohl die Bemessungsleistung P_N , als auch die 1,5-te Potenz der Schubkraft ($F_S^{1,5}$), sowie das Nenndrehmoment M_N als Referenzgrößen gleich gut geeignet sind. Dies ist auf folgende Zusammenhänge zurückzuführen:

¹ 928€/kW in 2006 mit 2 % Inflation

² Englisch: *hub* oder *spinner*

$$F_S = \frac{P_N}{v_{\text{ref}}} \sim P^{\frac{2}{3}} \cdot A^{\frac{1}{3}} \quad (5.6)$$

$$M_N = \frac{P_N}{\omega_N} \sim P \cdot A^{\frac{1}{2}} \quad (5.7)$$

$$F_S^{\frac{3}{2}} \sim M_N \quad (5.8)$$

Da im Rahmen dieser Arbeit insbesondere der Einfluss der auf die Rotorfläche bezogenen Leistung p_s untersucht werden soll, wird die von der Rotorfläche abhängige Größe M_N als Referenzgröße gewählt.

Damit lässt sich die Regressionsfunktion 5.3, wie in Abbildung 5.4 dargestellt ermitteln.

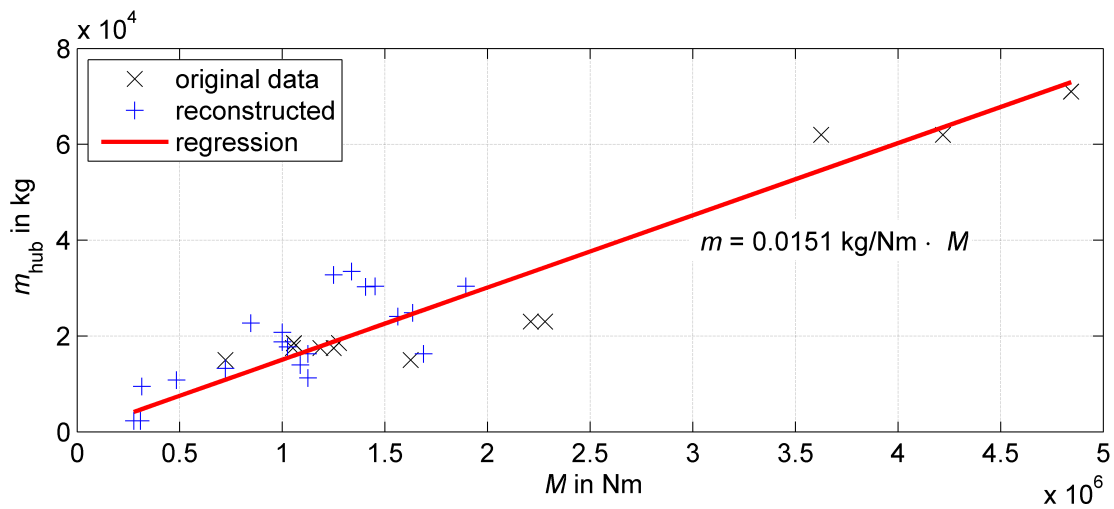


Abbildung 5.4.: Regressionsfunktion der Nabenmasse

Der Ansatz einer linearen Abhängigkeit der Nabenmasse von der Blattmasse mit einer zusätzlichen konstanten Masse, wie in [22] vorgeschlagen, erwies sich als ungeeignet.

Für die Kosten der Nabe wurde in [18, S.48] ein Anteil von ca. 7 % der Turbinenkosten ermittelt. Analog zu Kapitel 5.1.3 ergeben sich so 144 200€ bei 17,8t, also 8,1€/kg. [22] setzt die Kosten bei nur ca. 5€/kg an, addiert dann aber noch Kosten für einzelne Komponenten wie Pitchlager und Nabenabdeckung.

5.3 Antriebsstrang

Für Kosten und Massen des Antriebsstrangs wurden unterschiedliche Modelle für die drei wichtigsten Konzepte implementiert: Doppelt gespeiste Asynchronmaschine (DFIG), fremd erregte direkt angetriebene Synchronmaschine (DDEE) und direkt angetriebene Synchronmaschine mit Permanentmagneten (DDPM).

Weitere Konzepte wurden in [72] sowie in [90] ebenfalls untersucht, aber aufgrund der geringen Verbreitung und schlechten Datenlage nicht in Modelle umgesetzt.

5.3.1 Getriebe

Für das DFIG-Antriebsstrangkzept wird zusätzlich zum Generator ein Getriebe benötigt. Für dieses gilt:

$$m_{\text{gear}} = 3755 \text{ kg} + 10,6 \text{ kg/kNm} \cdot M_N \quad (5.9)$$

Dabei wird die Getriebemasse vom aerodynamischen Drehmoment des Rotors bei Nennleistung M_N bestimmt. Die hier verwendete Formel basiert auf einer Marktrecherche im Rahmen der Bachelorarbeit [95], bei der Daten zu 34 unterschiedlichen Getrieben sowie zwei Studien ausgewertet wurden. [22] geht ebenfalls von einer Abhängigkeit der Masse vom Drehmoment aus, berechnet den Exponenten aber zu 0,759.

Die Kosten ergeben sich aus vertraulichen Experteninterviews zu:

$$c_{\text{gear}} = m_{\text{gear}} \cdot 10 \text{ €/kg} \quad (5.10)$$

5.3.2 Doppelt gespeister Asynchrongenerator

Die Massen für Generatoren für Antriebsstränge mit dreistufigem Getriebe und Teilumrichter werden wie folgt abgeschätzt:

$$m_{\text{DFIG}} = 3,022 \text{ kg/kW} \cdot P_N + 1393 \text{ kg} \quad (5.11)$$

Die Kosten werden zu

$$c_{\text{DFIG}} = c_{\text{gen}} = P_N \cdot 38,78 \text{ €/kW} + 1335 \text{ €} \quad (5.12)$$

angenommen.

Bei der Massenschätzung geht [22] von einem Exponenten von nur 0,92 aus, während [18, S.28] einen linearen Zusammenhang vermutet. Die Daten, die in [95] ermittelt wurden, unterstützen den linearen Ansatz. Die Regressionsfunktionen aus [18] und [95] unterscheiden sich nur geringfügig. Aufgrund der aktuelleren Daten wurde für Gleichung 5.11 daher die Funktion aus [95] gewählt.

Die Kostenabschätzung in Gleichung 5.12 basiert ebenfalls auf Daten aus [95].

Die Auslegungen doppelt gespeister Asynchronmaschinen wird in [44] ausführlich erläutert. In [81] wurden elektrische DFIG-Modelle zur Untersuchung der Netzzrückwirkungen angefertigt. Eine innovative Bauform wird in [49] beschrieben.

5.3.3 Direktantrieb mit fremd erregtem Synchrongenerator

Für das DDEE-Antriebsstrangkzept werden folgende Kosten und Massen angenommen:

$$m_{\text{DDEE}} = 30 \text{ kg/kNm} \cdot M_{\text{N}} \quad (5.13)$$

$$c_{\text{DDEE}} = 300 \text{ € /kNm} \cdot M_{\text{N}} \quad (5.14)$$

Da nur sehr wenige Hersteller Windkraftanlagen mit diesem Antriebsstrangkzept verbauen und nur ein einziger Hersteller (Enercon) eine relevante Anzahl von Anlagen aufgestellt hat, basieren diese Zahlen auf Schätzungen von Experten, die im Rahmen von [95] ermittelt wurden.

5.3.4 Direktantrieb mit permanent erregtem Synchrongenerator

Für direkt angetriebene PM-Synchronmaschinen wird von folgenden Kosten und Massen ausgegangen:

$$m_{\text{DDPM}} = 15 \text{ kg/kNm} \cdot T_{\text{ae,N}} \quad (5.15)$$

$$c_{\text{DDPM}} = 200 \text{ € /kNm} \cdot T_{\text{ae,N}} \quad (5.16)$$

Mehrere Hersteller bieten inzwischen Windkraftanlagen mit DDPM-Antriebsstrang an. Dazu gehören unter anderem Vensys/Goldwind und Siemens. Der Generator der aktuellen Vensys-Anlage mit $P_{\text{N}} = 2,5 \text{ MW}$ wiegt ca. 34 t, die Gondel der Siemens 3.0-101-DD ca. 75 t. Geht man davon aus, dass die Masse des Generators der Siemens 3.0-101-DD ca. 36 t beträgt, ergibt sich der in 5.15 genannte Faktor.

Die Kosten dieser Generatoren sind stark von den Rohstoffpreisen für bestimmte Elemente aus der Gruppe der Selten Erden abhängig, die für die Magnete benötigt werden. Auf das Problem der Rohstoffverfügbarkeit wird in [91] ausführlich eingegangen. Insbesondere sind die Weltmarktpreise für Neodymium und Dysprosium seit 2010 zunächst stark gestiegen und anschließend wieder auf 50 % des Spitzenpreises eingebrochen [65]. Da China als weltgrößter Förderer mit einem Marktanteil über 95 % die Preise kontrolliert, kann keine verlässliche Angabe über die Entwicklung gemacht werden. Trotzdem ist davon auszugehen, dass die erheblich kompaktere Bauform von DDPM-Antriebssträngen im Vergleich mit DDEE-Generatoren zu Kostenreduktionen führt. Daher werden in dieser Arbeit Kosten in Höhe von 200 € /kNm angenommen.

Direkt angetriebene Generatoren wurden in [82] simuliert. Berechnungsgrundlagen finden sich in [32]. Relevante vorangegangene Arbeiten am Fachgebiet sind [28] und [45].

5.3.5 Umrichter

Umrichter werden im Rahmen dieses Modells als masselos betrachtet, d.h. ihre Masse wird in der Gondelmasse mit berücksichtigt.

Für den Teilumrichter im DFIG-Antriebsstrang wird angenommen:

$$c_{\text{con,part}} = 50\text{€} / \text{kW} \cdot P_N \quad (5.17)$$

Für den Vollumrichter ergibt sich:

$$c_{\text{con,full}} = 150\text{€} / \text{kW} \cdot P_N \quad (5.18)$$

[22] gibt die Kosten mit 80\$ an. [18] nimmt an, dass die Kosten für Generator und Umrichter zusammen 17% der Turbinenkosten ausmachen. Bei einer Repower MM92 mit 1005€ /kW Gesamtkosten entspricht dies 350k€. Die Generatorkosten werden nach 5.12 mit $c_{\text{DFIG}} = 80,8\text{k€}$ abgeschätzt. Damit verbleiben 131,3€ /kW für den Umrichter.

[37] gibt die Kosten für den Umrichter mit 5% der gesamten Anlagenkosten an. Dies entspricht 50€ /kW. Dieser Wert wird im Rahmen dieser Arbeit für Teilumrichter verwendet.

Vollumrichter werden mit den dreifachen Kosten der Teilumrichter angesetzt, da in etwa die dreifache Wechselrichterbemessungsleistung installiert werden muss.

5.4 Gondel

Für die Gondelmasse mit Antriebsstrang wird angenommen:

$$m_{\text{nacelle,tot}} = m_{\text{gen}} + m_{\text{gear}} + m_{\text{nacelle}} \quad (5.19)$$

Dabei gilt:

$$m_{\text{nacelle}} = 40,6 \text{ kg/kNm} \quad (5.20)$$

Die Kosten ergeben sich zu

$$c_{\text{nacelle,tot}} = c_{\text{gen}} + c_{\text{gear}} + c_{\text{az}} + c_{\text{con}} + c_{\text{nacelle}} \quad (5.21)$$

Dabei gilt für die Kosten der Azimuthantriebe c_{az} und der übrigen Komponenten c_{nacelle} :

$$c_{\text{az}} = 52,9\text{€} / \text{m}^3 \cdot D_{\text{rotor}}^3 \quad (5.22)$$

$$c_{\text{nacelle}} = 291\text{€} / \text{kW} \cdot P_N \quad (5.23)$$

Die Kosten und Massen für die zusätzliche Gondelausrüstung (c_{nacelle} , m_{nacelle}) umfassen unter anderem den Transformator, die Anlagenregelung, den Gondelkran, die Gondelverkleidung, die Bremsen, die Befeuerung, die Feuerlöschanlage, den Blitzschutz und eine Helikopter-Abseilplattform.

Für die 45 aus [61] gewonnenen Datenpunkte wird die verbleibende Gondelmasse (ohne Generator und Getriebe) berechnet. Dabei werden ausschließlich Windkraftanlagen mit DFIG-Antriebsstrang betrachtet. Drei Regressionsfunktionen sind zur Annäherung der Massen gleichermaßen geeignet:

$$m_{\text{nacelle}} \sim M_N \quad (5.24)$$

$$m_{\text{nacelle}} \sim P_N^{\frac{3}{2}} \quad (5.25)$$

$$m_{\text{nacelle}} \sim D_{\text{rotor}}^3 \quad (5.26)$$

Der relative RMSE liegt in den drei Fällen jeweils bei ca. 30 %. In dieser Arbeit wird M_N als Bezugsgröße gewählt.

Abbildung 5.5 zeigt den Zusammenhang zwischen tatsächlicher Gondelgesamtmasse³ $m_{\text{nacelle,tot}}$ und geschätzter Gondelmasse m_{estimate} . Es ist zu erkennen, dass die Gondelmassen im gesamten Intervall gleichmäßig gut abgebildet werden. Der relative RMSE beträgt nur 17 %.

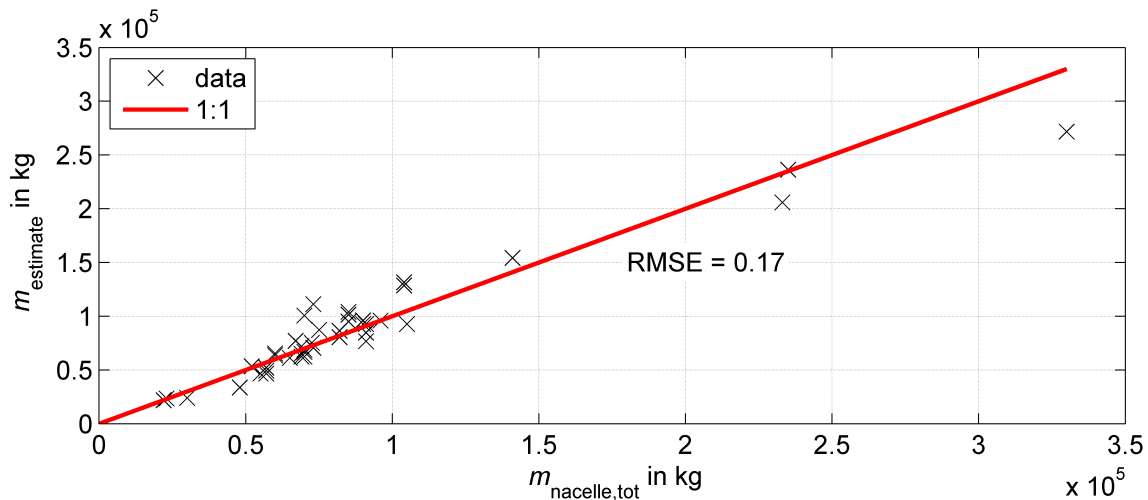


Abbildung 5.5.: Gondelmasse und Schätzung

In [95] werden weitere Skalierungsfunktionen vorgestellt.

Die Kosten für die verbliebenen Komponenten in der Gondel werden in [18, S.48] im Mittel mit 29 % der Gesamtkosten angegeben. Dies entspricht 291 €/kW. Für den Azimuthantrieb werden 2 % der Anlagenkosten angesetzt. Da die Lasten am Azimuthantrieb mit D_{rotor}^3 skalieren, ergibt sich für eine Repower MM92 die Kostenfunktion in 5.22.

³ Gondel mit Generator und Rotor, ohne Nabe und Rotorblätter

5.5 Turm

Die Turmmasse wird wie folgt abgeschätzt:

$$m_{\text{tower}} = 2,89 \cdot 10^{-4} \text{ kg}^{-0,6} \cdot m_{\text{head}}^{1,6} + 5,04 \text{ kg/m}^{2,3} \cdot H^{2,3} \quad (5.27)$$

Daraus ergeben sich Kosten für Türme onshore zu

$$c_{\text{tower,onshore}} = 2,5 \text{ €/kg} \cdot m_{\text{tower}} \quad (5.28)$$

und für Türme offshore zu

$$c_{\text{tower,offshore}} = 4,4 \text{ €/kg} \cdot m_{\text{tower}} \quad (5.29)$$

Als Grundlage für den Turmmassenschätzer dient erneut die Datenbank des BWE [61]. Für die Regressionsfunktion wurden Abhängigkeiten von der Nabenhöhe H , der Turmkopfmasse m_{head} , dem Rotordurchmesser D_{rotor} , der Bemessungsleistung P_N und dem Nenndrehmoment M_N untersucht. Die beste Annäherung ergab sich für die in 5.27 aufgezeigte Kombination von Faktoren.

Abbildung 5.6 zeigt, dass die gefundene Regressionsfunktion die Turmmassen der 68 Anlagen-Turm-Kombinationen aus [61] mit einem RMSE von nur 15,8 % gut abbildet.

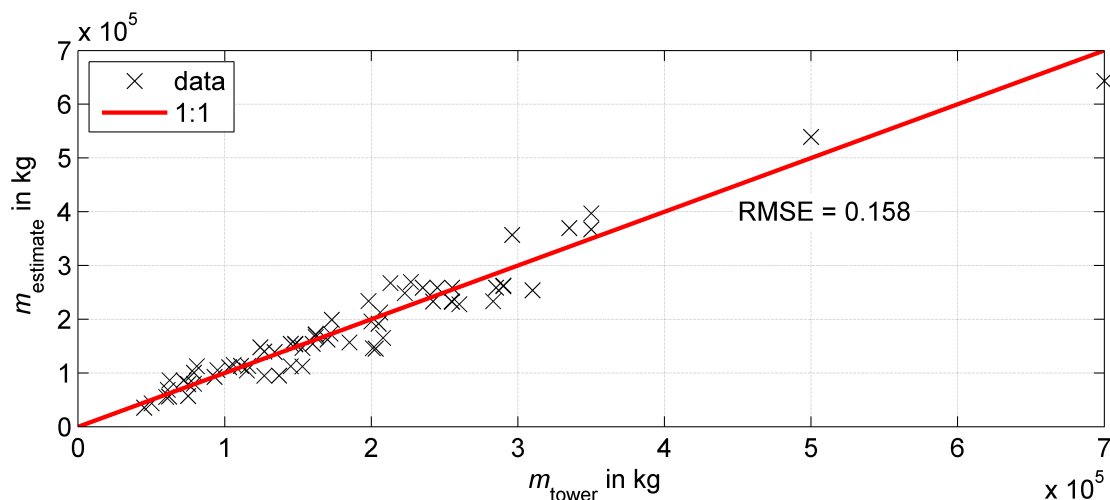


Abbildung 5.6.: Turmmasse und Schätzung

Die Kosten werden in Anlehnung an [95] für „offshore“ und „onshore“ mit verschiedenen Formeln berechnet, da die Transportrestriktionen, die für Onshore-Türme greifen bei Offshore-Türmen nicht gelten und eine weitere Optimierung des Designs möglich ist.⁴

⁴ Dies bedeutet im Wesentlichen, dass ein größerer Durchmesser für den Stahlrohturm gewählt werden kann. Dieser ist „onshore“ auf ca. 4 m (Brückenhöhe auf Autobahnen) beschränkt.

5.6 Fundamente onshore

Die Berechnung der Onshore-Fundamentkosten wurde zusätzlich implementiert, um eine Validierung der ermittelten Kosten mit bekannten Werten von Onshore-Windkraftanlagen durchführen zu können. Für Onshore-Fundamente wird die Masse vernachlässigt, da diese keinen Einfluss auf die Auslegung der übrigen Komponenten der Windkraftanlage hat. Die Kosten werden getrennt für Pahl- und Flachgründungen nach den Formeln

$$c_{\text{deep,onshore}} = 7.3 \cdot 10^{-9} \text{€} / \text{W}^2 \cdot P_N^2 + 5,42 \cdot 10^{-2} \text{€} / \text{W} \cdot P_N \quad (5.30)$$

$$c_{\text{flat,onshore}} = 9.1 \cdot 10^{-9} \text{€} / \text{W}^2 \cdot P_N^2 + 2,43 \cdot 10^{-2} \text{€} / \text{W} \cdot P_N \quad (5.31)$$

berechnet.

Als Grundlage der Kostenschätzer dienen die in [95] durchgeführten Experteninterviews sowie [27, S.829]. Aus den Datenpunkten wurden die Parameter der Gleichungen 5.30 und 5.31 durch Regressionsanalyse ermittelt. Abbildung 5.7 zeigt die so ermittelten Kostenfunktionen.

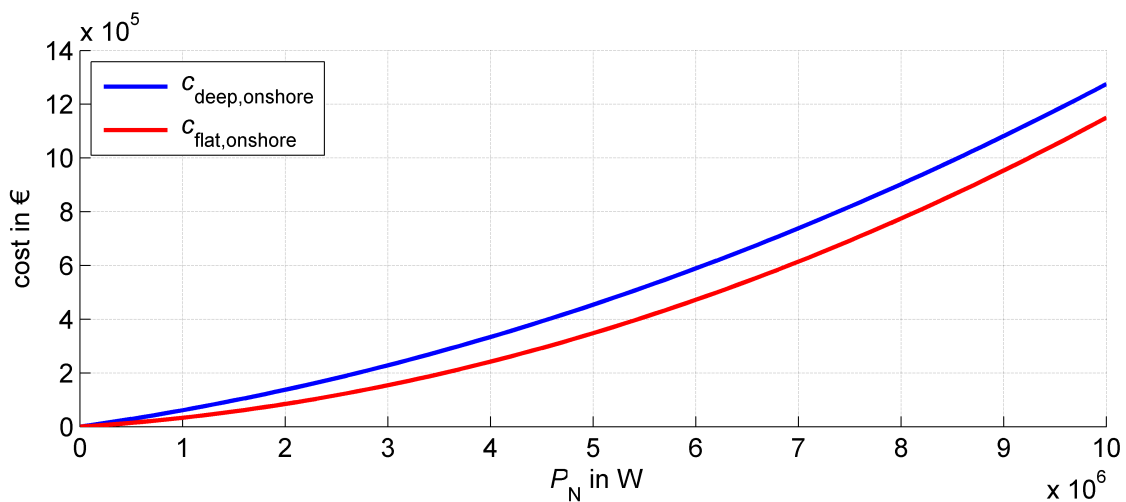


Abbildung 5.7.: Kostenmodell Gründungsstrukturen Onshore

5.7 Gründungsstrukturen offshore

Für Offshore-Windparks werden zwei Typen von Gründungsstrukturen unterschieden: Monopiles und aufgelöste Gründungsstrukturen, wie Jackets, Tripods und Tripiles.

5.7.1 Monopiles

Für Monopiles gilt:

$$m_{\text{mp}} = \pi \cdot D_{\text{pile}} \cdot d_{\text{water}} \cdot L_{\text{pile}} \cdot \delta_{\text{pile}} \cdot \rho_{\text{steel}} \quad (5.32)$$

$$c_{\text{mp}} = -364 \text{€} / \text{m}^2 \cdot d_{\text{water}}^2 + 67\,890 \text{€} / \text{m} \cdot d_{\text{water}} + 0,2015 \text{€} / \text{W} \cdot P_{\text{N}} \quad (5.33)$$

Dabei ist die Masse eine Funktion des Volumens und damit vom Durchmesser D_{pile} und der Länge L_{pile} des Monopiles, von der Wassertiefe d_{water} , von der durchschnittlichen Wandstärke δ_{pile} und der Dichte des Stahls ρ_{steel} abhängig. Die Kosten wurden gemäß [95] empirisch durch Regression ermittelt. Die minimale Wandstärke kann nach [3] wie folgt ermittelt werden (vgl. [48], [1]):

$$\delta_{\text{pile,min}} = 6,35 \text{ mm} + D_{\text{pile}}/100 \quad (5.34)$$

Die Länge des Monopiles setzt sich aus der Wassertiefe und der Einrammtiefe in den Meeresgrund zusammen. Letztere hängt stark von der Beschaffenheit des Untergrunds ab, bewegt sich jedoch in der Größenordnung der Wassertiefe.

Da die Auslegung von Offshore-Fundamenten unter anderem von der Beschaffenheit des Untergrunds, den lokalen Strömungen, der Wellenhöhe und den Eislasten zusammenhängt, können die hier verwendeten pauschalen Zusammenhänge nur als grobe Abschätzung verstanden werden. Ausführliche Betrachtungen zur Auslegung von Gründungsstrukturen finden sich in [48], [38] und [1].

5.7.2 Aufgelöste Strukturen

Jackets, Tripods, Tripiles und alle weiteren, aus Stahlrohren zusammengesetzten, nicht massiven Fundamente werden als aufgelöste Strukturen bezeichnet. Für diese wird angenommen, dass sich die Kosten ebenfalls gemäß Funktion 5.33 entwickeln. Zusätzlich wird ein Proportionalitätsfaktor verwendet, der die in [95] empirisch ermittelten Unterschiede abbildet. Es gilt:

$$c_{\text{struct,offshore}} = c_{\text{mp}} \cdot f_{\text{type}} \quad (5.35)$$

Dabei wird f_{type} gemäß Tabelle 5.1 gewählt.

Tabelle 5.1.: Kostenfaktoren für Offshore-Gründungsstrukturen

Strukturtyp	Faktor f_{type}
Jacket	0,92
Tripod	1,32
Tripile	1,27

Diese Faktoren ergeben sich aus den Berechnungen in [95].

Alternative Kostenstruktur

Dabei ist insbesondere der Zusammenhang zwischen Bemessungsleistung P_N und Gründungsstrukturkosten $c_{\text{struct,offshore}}$ nicht direkt herleitbar. Alternativ wird deshalb die folgende, nur von der Wassertiefe d_{water} abhängige Kostenstruktur vorgeschlagen:

$$m_{\text{struct,alt}} = 24\,200 \text{ kg/m} \cdot d_{\text{water}} \cdot f_{\text{type}} \quad (5.36)$$

$$c_{\text{struct,alt}} = m_{\text{struct,alt}} \cdot 3 \text{ €/kg} \quad (5.37)$$

Der Proportionalitätsfaktor $24\,200 \text{ kg/m}$ ergibt sich aus [95, S.70]. Die Kosten von 3 €/kg ergeben sich aus Experteninterviews. Die beiden Funktionen stimmen für diese Parameter bei einer Bemessungsleistung von 6 MW und einer Wassertiefe von 50 m überein. In dieser Arbeit wird die hier vorgeschlagene und von [95] abweichende alternative Kostenstruktur verwendet, um die bei größeren Wassertiefen auftretenden Probleme mit dem Modell in [95] zu vermeiden.

5.7.3 Schwimmende Strukturen

Für schwimmende Gründungsstrukturen im tiefen Wasser ergeben sich die Kosten wie folgt:

$$c_{\text{float}} = P_N \cdot \hat{c}_{\text{type}} \quad (5.38)$$

Tabelle 5.2.: Kostenfaktoren für schwimmende Gründungsstrukturen

Konzept	\hat{c}_{type} in €/kW
„Ballast“	1350
„Auftrieb“	700
„Ankerseile“	680

Für \hat{c} gelten die Werte aus Tabelle 5.2. Diese basieren auf den in [86] durchgeführten Berechnungen für Windkraftanlagen mit Bemessungsleistungen zwischen 5 MW und 10 MW bei einer spezifischen Leistung p_s von 400 W/m^2 . Dabei wird zwischen drei Konzepten für schwimmende Strukturen unterschieden: Bei ballaststabilisierten Strukturen liegt der Schwerpunkt unter dem Angriffspunkt der Auftriebskräfte. Durch einen hohen Tiefgang wird der Einfluss der Wellenbewegung begrenzt. Ein langer mit Luft gefüllter Stahlzylinder, der an einem Ende mit Beton beschwert ist, fällt in diese Kategorie.

Auftriebsstabilisierte Strukturen schwimmen auf der Oberfläche, wobei der Schwerpunkt über der Wasseroberfläche liegt. Hier ist es notwendig, sehr breite Auftriebskörper zu verwenden, so dass eine große Angriffsfläche für Wellen besteht.

Bei mit Ankerseilen stabilisierten Strukturen wird ein Auftriebskörper durch Anker unter die Wasseroberfläche gezogen. Die Spannung auf dem Ankerseil wirkt stabilisierend. Hier ist ein besonders kleiner Querschnitt an der Wasseroberfläche und daraus resultierend eine hohe Stabilität möglich.

5.8 Innerparkverkabelung

Die Kosten für die Verkabelung innerhalb des Offshore-Windparks ergeben sich nach [37] bzw. [95] zu

$$c_{\text{grid, internal}} = P_N \cdot 85 \text{€ /kW} \quad (5.39)$$

Dieser Betrag setzt sich zusammen aus 37€ /kW für die Kabel (vgl. [86, S.82]) und 48€ /kW für die Installation.

5.9 Netzanbindung

5.9.1 Onshore

Aus [37] und [95] ergeben sich Kosten für die Netzanbindung von Onshore-Windkraftanlagen von

$$c_{\text{grid, external}} = P_N \cdot 110 \text{€ /kW} \quad (5.40)$$

Dabei müssen Windkraftanlagen eine Reihe von Vorschriften erfüllen. Diese wurden in [89] untersucht. Die Möglichkeiten zur Durchführung von Netzstörungen sind in [40] dargestellt.

5.9.2 Offshore

Ein Modell zur Berechnung der Kosten der Netzanbindung von Offshorewindparks wurden in [92] erarbeitet. Dabei werden folgende Kostenblöcke in Abhängigkeit von den Eingangsparametern Bemessungsleistung $P_{N, \text{vsc}}$, Kabellänge Onshore d_{on} und Kabellänge Offshore d_{off} berücksichtigt:

- Offshore-Umrichterstation mit Fundament
- Onshore-Umrichterstation
- Offshore-DC-Kabel
- Onshore-DC-Kabel
- Verlegekosten Kabel onshore
- Verlegekosten Kabel offshore

Die resultierende Kostenfunktion ist in Abbildung 5.8 für einen Küstenabstand der Onshore-Station von 50 km dargestellt.

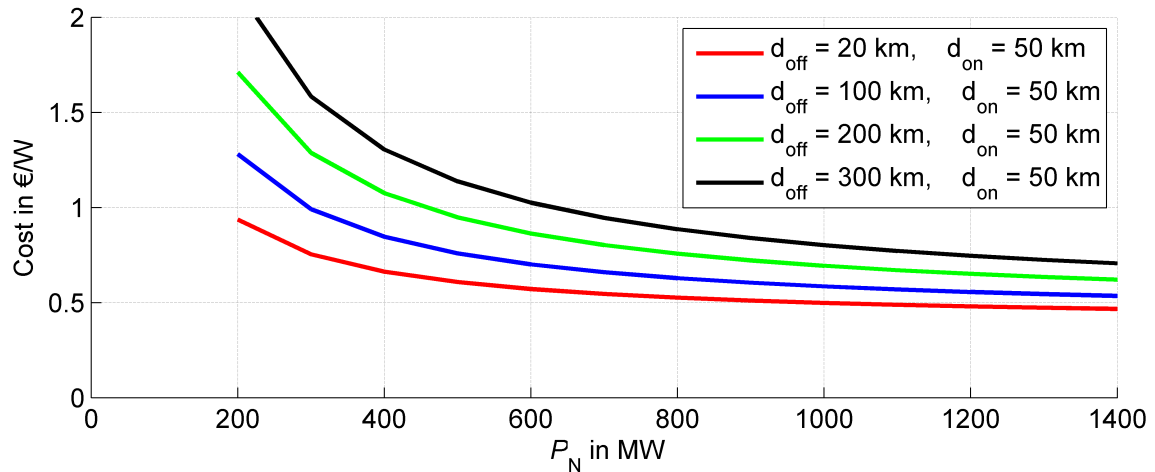


Abbildung 5.8.: Kostenmodell HGÜ-Anbindung

In [51] werden Kosten für Landkabel von 1600€/m/GW angegeben, während [39] die Kosten von Onshore- und Offshore-Kabeln mit 450€/m/GW bzw. 600€/m/GW angibt. Das in dieser Arbeit verwendete, auf [92] basierende, Modell nutzt die in [39] angegebenen Kosten für Onshore-Kabel und ein eigenes Regressionsmodell für die Kosten der Offshore-Kabel. Während sowohl [39] als auch [51] die Kosten für jede VSC-Station mit ca. 100€/kW annehmen, ergibt die Analyse in [92] für aktuelle Projekte in der Deutschen Bucht wesentlich höhere Kosten von ca. 180€/kW plus Fundament.

5.10 Installation

Die Installations- und Transportkosten für Fundamente und Windkraftanlagen beim Bau von Offshore-Windparks wurden in [96] untersucht. Dabei werden die einzelnen Arbeitsschritte, wie Beladung der Schiffe, Transport, Kranzüge („Lifts“), etc. simuliert und die notwendige Installationszeit ermittelt.

Das in der Bachelorarbeit von Oliver Störkel [96] entwickelte Modell orientiert sich dabei einerseits an OWECOP⁵ II ([29],[36]), dem Kostenmodell des „Energy Research Center of the Netherlands“ (ECN) und andererseits am Modell von Kaiser und Snyder [35]. Die Transport- und Installationszeiten werden in Anlehnung an [50] ermittelt, die Lernkuve gemäß Junginger et al. [34] unter Verwendung der Ausbauprognose in der KPMG-Untersuchung [4]. Die Charterkosten pro Tag $c_{IS,daily}$ werden gemäß Formel 5.41 als ein Promille der Investitionskosten des Installationsschiffs angenommen (vgl. [23]).

$$c_{IS,daily} = \frac{c_{IS,inv}}{1000} \quad (5.41)$$

Daraus ergeben sich die Kosten für den Betrieb der Schiffe in der Installationsphase.

In [95] werden unter Berufung auf [13] die Installationskosten abhängig von Wassertiefe d_{water} und Küstenentfernung mit 0,465€/W bis 0,964€/W berechnet. Dabei wird von einem Referenzwindpark mit 100 Anlagen und 200 MW Bemessungsleistung ausgegangen.

⁵ Offshore Wind Energy – Cost and Potential

Für diesen Referenzwindpark ergeben sich nach [96] Betriebskosten, die rund 33 % niedriger liegen als die Kosten nach [13]. Es wird deshalb in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass sich die tatsächlichen Investitionskosten aus den Betriebskosten nach [96] und einem Korrekturfaktor von 1,5 ergeben. Dieser Faktor berücksichtigt die in [96] nicht berücksichtigten Aspekte, wie z.B. Personalkosten, unvermeidbare Ineffizienzen und Manövrierzeiten im Hafen.

5.11 Validierung des Modells

Zur Validierung und Analyse der Ergebnisse des Modells wurden drei Methoden genutzt: Eine Analyse der Kostenstruktur, eine Sensitivitätsanalyse und der Vergleich der im Modell ermittelten Kosten mit bekannten Preisen für Onshore-Windkraftanlagen.

5.11.1 Kostenstruktur

Abbildung 5.9 zeigt die im Modell ermittelte Kostenstruktur für acht verschiedene Offshore-Windkraftanlagen, die in einem Park mit 100 Anlagen 100km vor der Küste installiert werden.⁶ Abbildung 5.10 zeigt die spezifischen Kosten $c_{inv,rel}$ in €/W.

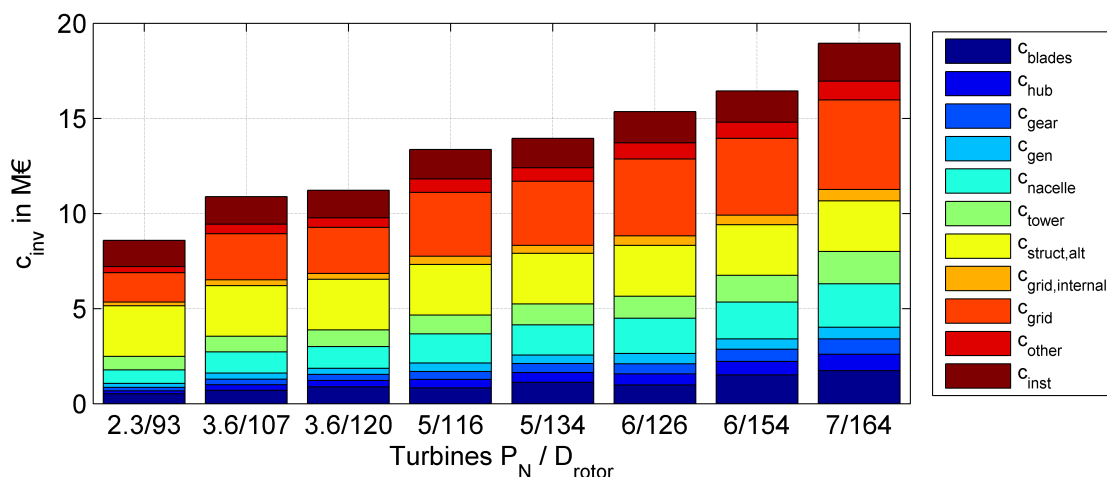


Abbildung 5.9.: Gesamtkosten Offshore-Anlagen

Diese Kostenstruktur ist vergleichbar mit der Struktur, die die Metaanalyse in [18, Tabelle 6.1] ermittelt. Weiterhin liegen die Kosten bei etwa 3€/W, wie sie auch in Kapitel 2.2.1 für Projekte vor der britischen Küste ermittelt wurden.

5.11.2 Sensitivitätsanalyse

Ausgehend von einem 100km von der Küste entfernten Windpark mit 100 Anlagen mit einer Bemessungsleistung von jeweils 6MW, $D_{rotor} = 126$ m, einer Turmhöhe von 90 m, DFIG-Antriebsstrang und einer HGÜ-Anbindung mit einer Bemessungsleistung von 1000 MW wurde eine Sensitivitätsanalyse des

⁶ Onshore-Kabellänge: 50 km, Wassertiefe: 35 m, Turmhöhe: 115 m

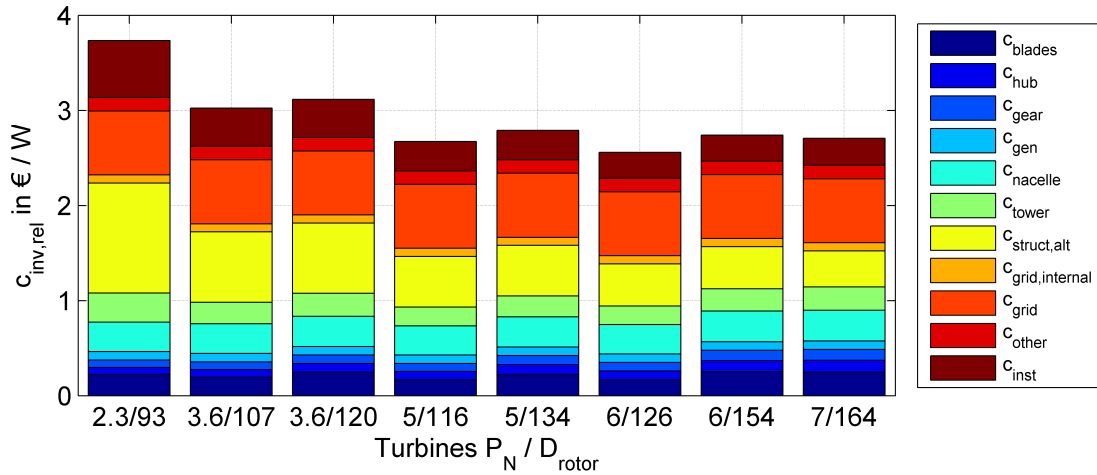


Abbildung 5.10.: Spezifische Kosten Offshore-Anlagen

Kostenmodells durchgeführt. Abbildung 5.11 zeigt die Gradienten in Abhängigkeit der einzelnen Designparameter. Auf der Ordinate ist dabei der numerische Wert des Gradienten $\nabla(x)$ aufgetragen, wobei x als Platzhalter für den zu untersuchenden Parameter (P_N , D_{rotor} , H ,...) dient:

$$\nabla(x) = \frac{\Delta c_{inv}}{c_{inv}} \cdot \frac{x}{\Delta x} \quad (5.42)$$

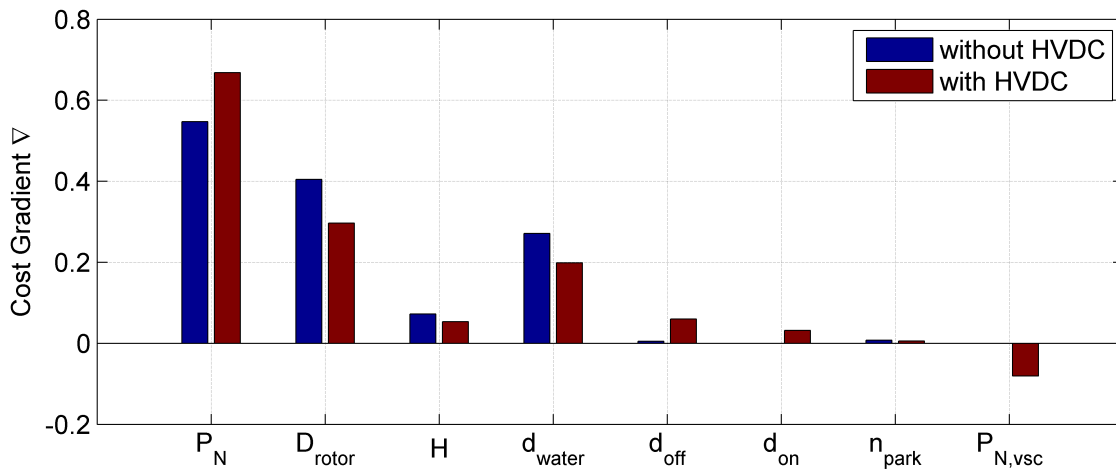


Abbildung 5.11.: Sensitivitätsanalyse Kostenmodell: Relative Veränderung der Kosten über relativer Veränderung des Parameters am Arbeitspunkt

Dabei ist deutlich zu erkennen, dass eine Veränderung der Nennleistung und des Rotordurchmessers den größten Einfluss auf die Investitionskosten c_{inv} haben. Eine Erhöhung der Nennleistung um 1 % führt zu einer Erhöhung der Kosten ohne Netzanschluss um 0,55 %. Wird der Netzanschluss mit betrachtet, so beträgt der relative Kostengradient über der Leistung sogar 0,67. Turmhöhe und Wassertiefe beeinflussen die Kosten deutlich weniger stark und die Parameter Küstenentfernung d_{off} , Onshore-Leitungslänge d_{on} ,

Anlagen pro Park n_{park} und Leistung der HGÜ-Anbindung $P_{N,\text{vsc}}$ wirken sich praktisch ausschließlich auf die Kosten des Netzanschlusses aus.

5.11.3 Vergleich mit Onshore-Anlagen

Zur Validierung des Kostenmodells wurde eine Liste mit den bekannten Preisen von Onshore-Windkraftanlagen genutzt. Der Vergleich von Preisen und Kosten ist regelmäßig unzulässig. Unter der Prämisse, dass sich in einem funktionierenden Markt die Preise an den Kosten orientieren, erlaubt die Untersuchung der Preisgestaltung jedoch Rückschlüsse auf die zugrunde liegende Kostenstruktur.

Die verwendete Preisliste wurde 2011 im Rahmen eines Seminars an der TU Darmstadt recherchiert und enthält Listenpreise für 52 verschiedene Anlagenkonfigurationen - insbesondere auch für Modelle mit verschiedenen Turmhöhen und Rotordurchmessern. Es werden Anlagen mit Direktantrieb und mit DFIG-Antriebsstrang berücksichtigt, die eine Bemessungsleistung zwischen 2 MW und 3 MW und einen Rotordurchmesser zwischen 77 m und 126 m aufweisen. Es wird eine Betrachtung aus der Sicht des Investors vorgenommen. Dies bedeutet, dass die Listenpreise und mit den im Modell ermittelte Kosten übereinstimmen sollen, da die Anlagen zu Marktpreisen eingekauft werden müssen.

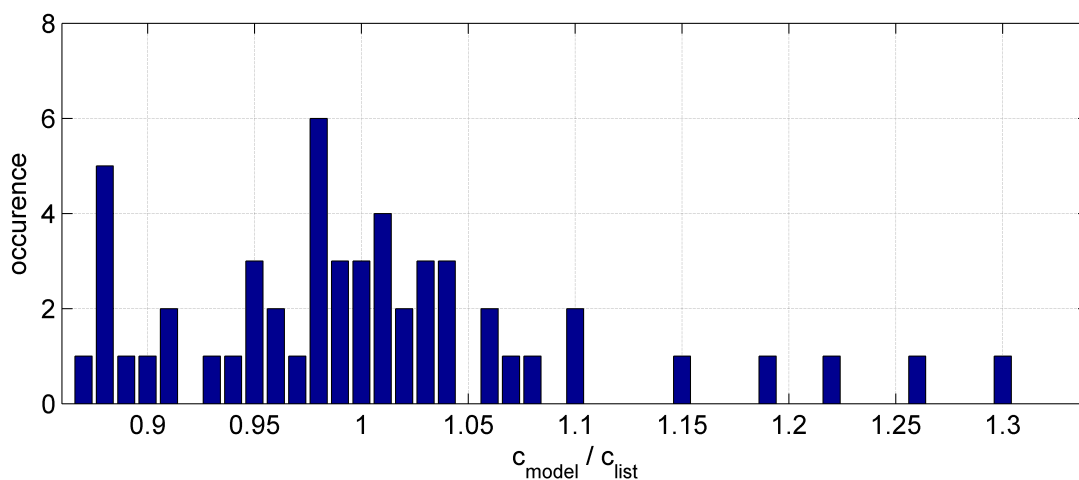


Abbildung 5.12.: Vergleich Kostenmodell mit Preisliste: Verteilungsfunktion des Fehler

Abbildung 5.12 zeigt die Verteilung des relativen Fehlers, also die Differenz von Modellkosten und Listenpreis, bezogen auf den Listenpreis. Der Mittelwert des Fehlers beträgt +0,5%, die Standardabweichung 10%. Dabei wird angenommen, dass die Listenpreise weder die Kosten des Netzanschlusses noch die Kosten für die Projektplanung in Höhe von 8% des Gesamtpreises enthalten. Da das Modell im Mittel kaum von den ermittelten realen Preisen abweicht und die Standardabweichung gering ist, wird das Kostenmodell als gültig erachtet.

6 Wirtschaftlichkeitsmodell

In diesem Kapitel werden die in Kapitel 8 verwendeten wirtschaftlichen Kennzahlen hergeleitet. Dazu werden zunächst in Abschnitt 6.1 die Ertragsberechnung und in Abschnitt 6.2 das deutsche Vergütungsmodell erläutert. Daraus ergeben sich dann die Kennzahlen *Return-On-Investment* und *Stromgestehungskosten*. Abschließend wird in Abschnitt 6.5 beispielhaft am Windpark „Alpha Ventus“ die Anwendung der vorgestellten Berechnungsmethoden demonstriert.

Weiterführende Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von Offshore-Windparks finden sich in [78]. Allgemeine Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit von Investitionsentscheidungen werden in [83] vorgestellt.

6.1 Energieertrag

Basierend auf den in den Kapiteln 4.1 und 4.2 vorgestellten Überlegungen können die Erträge einer Windkraftanlage im Zeitintervall $[0, T]$ wie folgt berechnet werden:

$$E_{\text{el}}(T) = \int_{t=0}^T P_{\text{el}}(v_{\text{wind}}(t)) dt; \quad (6.1)$$

Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die Windgeschwindigkeitsdaten der FINO-Messstationen für die betrachteten Zeiträume repräsentativ sind. Der durchschnittliche Energieertrag für den betrachteten Zeitraum von 20 Betriebsjahren wird ermittelt, indem für alle verfügbaren Windjahre¹ die Erträge jeweils für die tatsächlich gemessenen Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe, sowie für eine um 5 % höhere bzw. niedrigere Windgeschwindigkeit ermittelt und dann gemittelt werden. Dazu wird für die Berechnung ein Korrekturfaktor c_{wind} genutzt.

Windkraftanlagen, die in unmittelbarer Nähe zueinander aufgestellt werden, verschatten sich teilweise gegenseitig, so dass die hinteren Anlagen niedrigere Windgeschwindigkeiten sehen. Dies wird berücksichtigt, indem ein Parkwirkungsgrad η_{park} eingeführt wird. Da die Leistung der Anlage von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt, wird wie folgt gerechnet:

$$E_{\text{el}}(T, \eta_{\text{park}}, c_{\text{wind}}) = \int_{t=0}^T P_{\text{el}}(v_{\text{wind}}(t) \cdot \sqrt[3]{\eta_{\text{park}} \cdot c_{\text{wind}}}) dt \quad (6.2)$$

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Parkwirkungsgrad von 80 % angesetzt.

¹ 2006 bis 2010 für FINO1, 2006 bis 2011 für FINO2, vgl. Kapitel 4.1

6.2 Vergütung nach EEG

Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“, kurz EEG, regelt, wie Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind, Sonne, Biomasse, Gruben- und Klärgas an das deutsche Stromnetz angeschlossen werden. Windkraftanlagen, die alle Voraussetzungen nach §3 Satz 9 EEG und §6 EEG erfüllen, erhalten die in §31 EEG geregelte Vergütung. Diese wird für Anlagen, die ab 2018 errichtet werden, um 7 % pro Jahr der Inbetriebnahme nach 2017 abgesenkt (vgl. §20, Absatz 2, Punkt 7a) [15].

6.2.1 Berechnung der Vergütungssätze

Die Zahlung der Vergütung gliedert sich in drei Phasen: Zahlung der *Anfangsvergütung* (Phase I), standortabhängige *Verlängerung der Anfangsvergütung* (Phase II) und Grundvergütung (Phase III).

Der Betreiber hat dabei die Wahl zwischen zwei Vergütungsmodellen, entsprechend den Absätzen 2 und 3, §31 EEG:

1. In der hier als EEG2009² bezeichneten Variante umfasst Phase I die ersten zwölf Betriebsjahre. Sowohl in Phase I als auch in Phase II wird die *Anfangsvergütung* gezahlt. Phase III (Zahlung der *Grundvergütung*) dauert bis zum Ende des garantierten Vergütungszeitraums³.
2. In der hier als EEG2012⁴ bezeichneten Variante dauert Phase I nur acht Jahre. In dieser Zeit wird eine *erhöhte Anfangsvergütung* gezahlt. Phase II dauert ebenso lange wie in EEG2009 und es wird die normale *Anfangsvergütung* entrichtet. Anschließend folgt Phase III bis zum Ende des garantierten Vergütungszeitraums.

Die Höhe der Vergütungen ist in Tabelle 6.1 aufgeführt.

Tabelle 6.1.: Höhe der Vergütungssätze nach EEG

	Vergütung in € /MWh
erhöhte Anfangsvergütung (EEG2012)	190
Anfangsvergütung	150
Grundvergütung	35

Die Dauer von Phase II ist von der Wassertiefe d_{water} und der Küstenentfernung d_{off} am Standort der Anlage abhängig. Nach [15] gilt:

Der Zeitraum der Anfangsvergütung [...] verlängert sich für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile, die die Anlage von der Küstenlinie [...] entfernt ist, um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.

² Eingeführt mit der Neufassung des EEG von 2008, in Kraft getreten am 1. Januar 2009.

³ 20 Jahre plus Jahr der Inbetriebnahme, vgl. §21 EEG.

⁴ Eingeführt mit der Neufassung des EEG von 2011, in Kraft getreten am 1. Januar 2012.

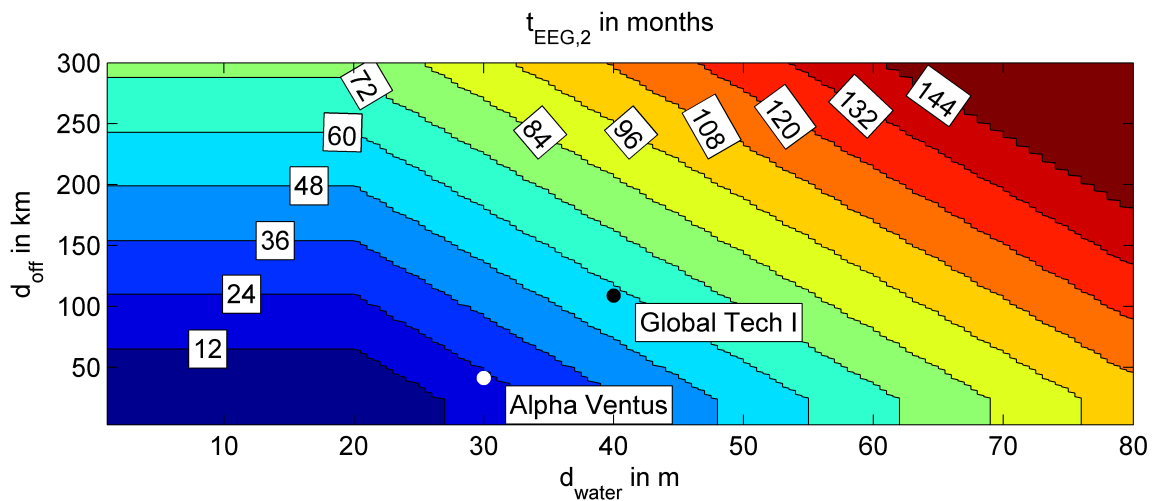


Abbildung 6.1.: Zusammenhang zwischen Wassertiefe d_{water} , Küstenentfernung d_{off} und Dauer der Vergütungsphase II $t_{\text{EEG},2}$ nach EEG

Abbildung 6.1 zeigt die Dauer von Phase II $t_{\text{EEG},2}$ in Abhängigkeit von der Küstenentfernung d_{off} und der Wassertiefe d_{water} in Monaten. Die maximal mögliche Dauer von Phase II beträgt dabei 155 Monate nach EEG2012 bzw. 107 Monate nach EEG2009. Somit gilt:

$$t_{\text{EEG},2} = f_1(d_{\text{water}}, d_{\text{off}}) \quad (6.3)$$

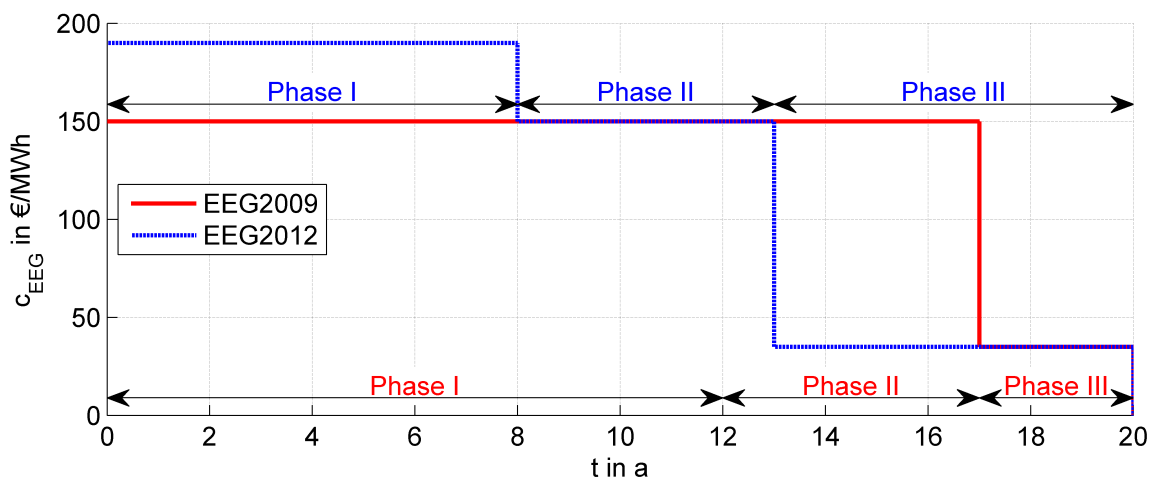


Abbildung 6.2.: Verlauf der Einspeisevergütung bei einer Dauer der Phase II $t_{\text{EEG},2}$ von 60 Monate für beide Vergütungsvarianten

Abbildung 6.2 zeigt beispielhaft den sich daraus ergebenden Verlauf der Einspeisevergütung nach EEG c_{EEG} für beide Varianten. Dabei wird von einer Verlängerung des Anfangszeitraums um 60 Monate, entsprechend einer Wassertiefe von 40 m und einer Küstenentfernung von 120 km ausgegangen.

Da die Vergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren ausgezahlt wird, ist es notwendig, eine Abzinsung der Zahlungen vorzunehmen. Hierzu wird die Barwertmethode⁵ verwendet. Es gilt:

$$V_p = \frac{C}{(1+z)^T} \quad (6.4)$$

Der Barwert V_p (Einheit: €/MWh) einer Zahlung C ergibt sich also als Funktion des Zinssatzes z und dem Zeitintervall T zwischen Referenzzeitpunkt und Zahlungseingang. Der Referenzzeitpunkt im Rahmen dieser Arbeit ist immer der Zeitpunkt, zu dem die Anlage in Betrieb genommen wird. Der kalkulatorische Zinssatz z wird im Rahmen dieser Arbeit zu 8 % angesetzt. Dies entspricht dem unteren Ende der Renditeerwartungen für privatwirtschaftliche Investitionen im Energiesektor.

Unter diesen Annahmen kann der Barwert der Vergütung als Funktion der äquivalenten Volllaststundenzahl $T_{FLH,eq}$, der Bemessungsleistung P_N , der Vergütungssätze $c_{EEG,1..3}$ und der Dauer der einzelnen Vergütungsphasen ($t_{EEG,1..3}$) berechnet werden:

$$V_p = P_N \cdot \left[\sum_{t=1}^{t_{EEG,1}} \frac{T_{FLH,eq}(t) \cdot c_{EEG,1}}{(1+z)^t} + \sum_{t=1+t_{EEG,1}}^{t_{EEG,1}+t_{EEG,2}} \frac{T_{FLH,eq}(t) \cdot c_{EEG,2}}{(1+z)^t} + \sum_{t=1+t_{EEG,1}+t_{EEG,2}}^{t_{EEG,3}} \frac{T_{FLH,eq}(t) \cdot c_{EEG,3}}{(1+z)^t} \right] \quad (6.5)$$

t_{max} entspricht dabei der maximalen Vergütungsdauer. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die Vergütung über genau 20 Jahre gezahlt wird. Da für das 21. Jahr nur die Grundvergütung gezahlt wird und diese auf das Inbetriebnahmejahr abgezinst wird, ist der dadurch entstehende Fehler vernachlässigbar (vgl. auch Abbildung 6.5). Somit gilt:

$$t_{max} = 20 \text{ a} \quad (6.6)$$

$$t_{EEG,1} = \begin{cases} 12 \text{ a} & \text{wenn EEG2009} \\ 8 \text{ a} & \text{wenn EEG2012} \end{cases} \quad (6.7)$$

$$t_{EEG,3} = t_{max} - t_{EEG,1} - t_{EEG,2} \quad (6.8)$$

⁵ Englisch: *Present Value*

Wird der jährliche Ertrag $T_{\text{FLH,eq}}$ als konstant angenommen und der Vergütungssatz $c_{\text{EEG}}(t, t_{\text{EEG},1..3})$ als Funktion des Betriebsjahres und der Vergütungsdauern betrachtet, so vereinfacht sich die Formel 6.5 zu

$$V_p = P_N \cdot T_{\text{FLH,eq}} \cdot \sum_{t=1}^{t_{\text{max}}} \frac{c_{\text{EEG}}(t, t_{\text{EEG},1..3})}{(1+z)^t} \quad (6.9)$$

Damit lässt sich der spezifische Barwert $V_{p,\text{rel}}$ (Einheit: €/ (MWh/a)) einer äquivalenten Volllaststunde als Funktion der Dauer der Vergütungsphasen $t_{\text{EEG},1..3}$ ausdrücken:

$$V_{p,\text{rel}} = \frac{V_p}{P_N \cdot T_{\text{FLH,eq}}} = \sum_{t=1}^{t_{\text{max}}} \frac{c_{\text{EEG}}(t, t_{\text{EEG},1..3})}{(1+z)^t} \quad (6.10)$$

Mit 6.3 (vgl. Abbildung 6.1) und den Gleichungen 6.7 und 6.8 ergibt sich somit aus Gleichung 6.10:

$$V_{p,\text{rel}} = f_2(t_{\text{EEG},2}) = f_2(f_1(d_{\text{water}}, d_{\text{off}})) \quad (6.11)$$

Die Verwendung des spezifischen Barwerts hat den Vorteil, dass die Untersuchung des Vergütungsmodells getrennt von der Auslegung der Anlage durchgeführt werden kann, da die Anlagenauslegung nur P_N und $T_{\text{FLH,eq}}$ beeinflusst, während alle Einflüsse des Vergütungsmodells in $V_{p,\text{rel}}$ zusammengefasst sind.

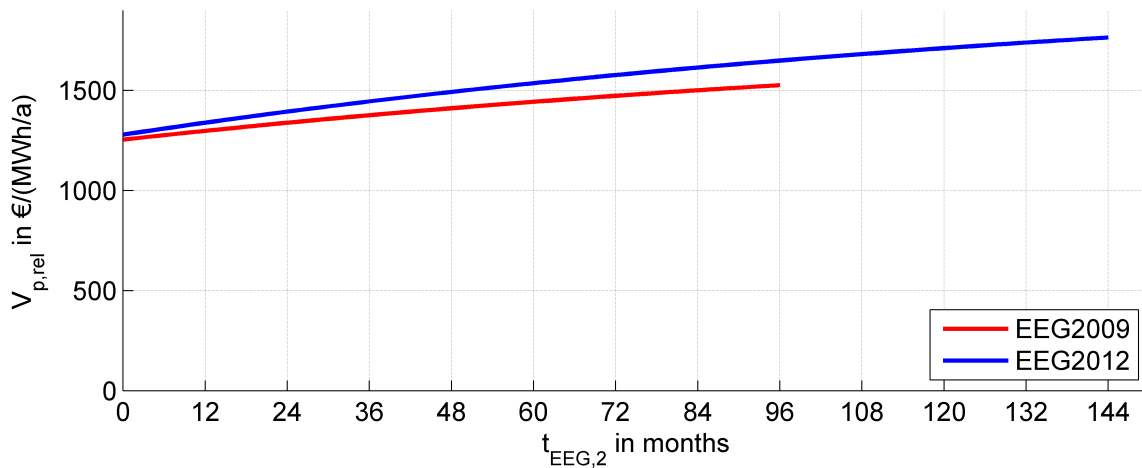


Abbildung 6.3.: Barwert einer äquivalenten Volllaststunde $V_{p,\text{rel}}$ bei einer Bemessungsleistung P_N von 1 W in Abhängigkeit der Dauer von Phase II $t_{\text{EEG},2}$ bei einer Verzinsung z von 8 %

Abbildung 6.3 zeigt diesen spezifischen Barwert $V_{p,\text{rel}}$ für die beiden betrachteten Vergütungsmodelle bei einem Zinssatz z von 8 % als Funktion der Dauer von Phase II $t_{\text{EEG},2}$. Es ist zu erkennen, dass das Vergütungsmodell EEG2009 bei diesem Zinssatz immer schlechter abschneidet als das Vergütungsmodell nach EEG2012. Sehr große Küstenentfernungen und Wassertiefen, die zu einer Verlängerung der Vergütung um mehr als 8 Jahre führen würden, führen im Modell EEG2009 nicht zu einer weiteren Er-

höhung der effektiven Vergütung, da diese nach 20 Jahren endet. Ein Vergleich mit Abbildung 6.1 zeigt allerdings, dass bisher keine Parks geplant werden, für die diese Einschränkung gelten würde.

Der tatsächliche Barwert V_p (Einheit: €) der Vergütung einer Anlage ergibt sich dann einfach als linearer Zusammenhang:

$$V_p = V_{p,rel} \cdot P_N \cdot T_{FLH,eq} \quad (6.12)$$

Der Barwert der durchschnittlichen Vergütung $V_{p,av}$ (Einheit: €/MWh) einer Energieeinheit über die gesamte Betriebsdauer der Anlage t_{max} ergibt sich aus dem spezifischen Barwert $V_{p,rel}$ (Einheit: €/(MWh/a)) wie folgt:

$$V_{p,av} = \frac{V_p}{P_N \cdot T_{FLH,eq} \cdot t_{max}} = \frac{V_{p,rel}}{t_{max}} \quad (6.13)$$

Dies kann als der „abgezinst durchschnittliche Vergütungssatz“ interpretiert werden.

Die Berechnung aller Größen wurde in MATLAB implementiert. Die Vergütungsdauer wird auf volle Monate aufgerundet und die Verzinsung monats-scharf berechnet.

6.2.2 Vergleich der Vergütungsmodelle

Der Vergleich der Vergütungen nach EEG2012 und EEG2009 zeigt, dass unter der Annahme monatlich und jährlich konstanter Erträge bei einer Windkraftanlage ohne Verlängerung der Anfangsvergütung⁶ und einem kalkulatorischen Zinssatz von 6,1 % kein Unterschied im spezifischen Barwert der Vergütung $V_{p,rel}$ besteht. Bei höheren Zinssätzen ist die Regelung nach EEG2012 vorteilhaft, bei niedrigeren Zinssätzen ist die Option der Vergütung nach EEG2009 empfehlenswert. Dieser Grenzzinssatz ist nur von der Dauer der Vergütungsphase II $t_{EEG,2}$ und somit von Wassertiefe und Küstenentfernung abhängig.

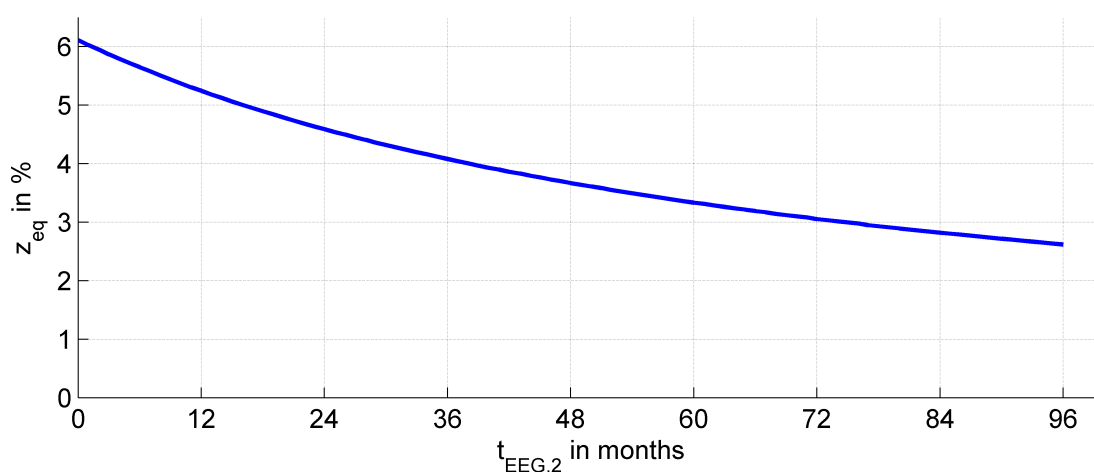


Abbildung 6.4.: Grenzzinssatz, zu dem die spezifischen Barwerte der beiden Vergütungsmodelle EEG2009 und EEG2012 konvergieren, in Abhängigkeit von der Dauer der Vergütungsphase II $t_{EEG,2}$

⁶ Küstenentfernung 12 sm, Wassertiefe 20 m

Abbildung 6.4 zeigt diesen Grenzzinssatz z_{eq} als Funktion der Verlängerung des Anfangsvergütungszeitraums. Es ist zu erkennen, dass bei küstennahen Windparks mit geringer Wassertiefe das Equilibrium bei einem Zinssatz von 6 % eintritt und der Grenzzinssatz dann mit zunehmender Dauer der Vergütungsphase II auf 2,5 % absinkt. Das bedeutet, dass das Vergütungsmodell nach EEG2009 nur bei sehr niedrigen kalkulatorischen Zinssätzen z vorteilhaft ist, während bei einer hohen Kapitalverzinsung und insbesondere bei küstenfernen Windparks bei großen Wassertiefen das Vergütungsmodell nach EEG2012 vorzuziehen ist.

Zusätzlich ist zu beachten, dass die Auswahl des Vergütungsmodells auch die Größe des Wetterrisikos beeinflusst: Besonders gute bzw. schlechte Windjahre im Zeitraum der Anfangsvergütung haben einen stärkeren Einfluss, wenn die Regelung mit verkürzter Anfangsvergütung nach EEG2012 gewählt wird.

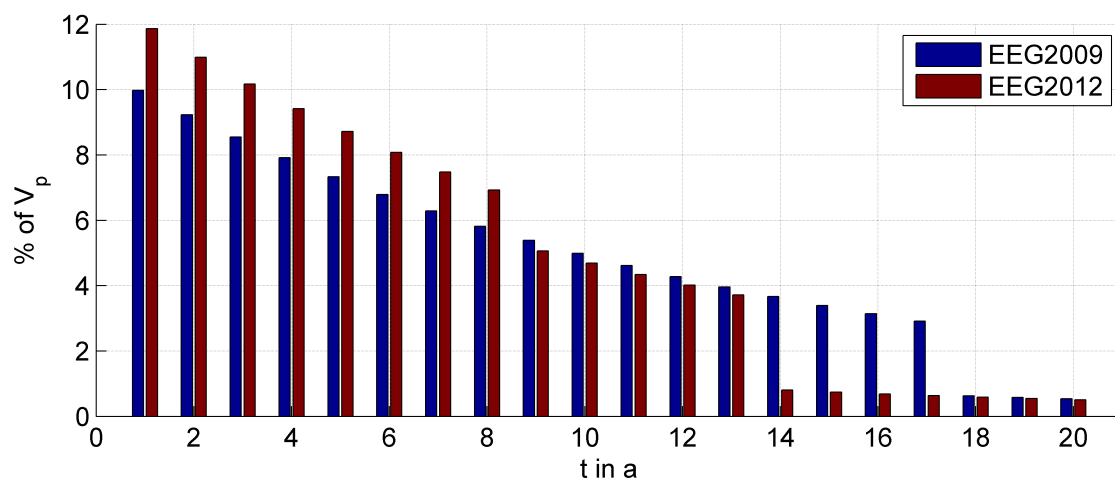


Abbildung 6.5.: Abhängigkeit des spezifischen Barwerts der Vergütung vom Ertrag der einzelnen Jahre nach EEG2009 und EEG2012

Abbildung 6.5 zeigt, wie sehr der Ertrag in einzelnen Jahren den gesamten Barwert der Vergütung nach EEG beeinflusst. Dabei wurde beispielhaft ein Windpark mit einer Küstenentfernung von 120 km und einer Wassertiefe von 40 m, entsprechend einer Verlängerung des Anfangsvergütungszeitraums von 60 Monaten, angenommen. Es ist zu erkennen, dass der Einfluss der ersten acht Jahre im Vergütungsmodell nach EEG2012 deutlich größer ist als im Modell nach EEG2009. So werden nach EEG2012 74 % von V_p in den ersten acht Jahren erwirtschaftet, nach EEG2009 nur 62 %. Das Wetterrisiko - und natürlich auch die Chancen - sind somit deutlich höher.

6.3 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten⁷ werden aus volkswirtschaftlicher Sicht berechnet. Sie setzen sich zusammen aus den Investitionskosten c_{inv} sowie den Betriebs- und Wartungskosten c_{OM} . Die Kosten für den Netzanschluss werden dabei nicht vom Betreiber des Windparks getragen sondern vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (TSO). In Deutschland sind dies Tennet (Nordsee) und 50Hertz (Ostsee). Der TSO kann diese Kosten über die Netzentgelte auf die Stromkunden umlegen. Da diese Kosten aber

⁷ Englisch: *Cost of Energy*, COE

tatsächlich anfallen und von der Allgemeinheit getragen werden müssen, werden sie für die Berechnung der Stromgestehungskosten in den Investitionskosten c_{inv} ebenso mit berücksichtigt wie in den Betriebs- und Wartungskosten c_{OM} .

Die spezifischen Stromgestehungskosten in €/kWh ergeben sich, indem die gesamten auf das Investitionsjahr abgezinsten Kosten auf die über die Laufzeit t_{max} der Windkraftanlage erwartete Menge elektrischer Energie bezogen werden. Da die Energieerträge erst mehrere Jahre nach der Investition anfallen, müssen diese mit dem kalkulatorischen Zinssatz z abgezinst werden. Ausgehend von einer konstanten Leistung ergibt sich der abgezinste Ertrag E_{dis} zu

$$E_{\text{dis}} = P_{\text{N}} \cdot T_{\text{FLH,eq}} \cdot \sum_{t=1}^{t_{\text{max}}} \frac{1}{(1+z)^t} = P_{\text{N}} \cdot T_{\text{FLH,eq}} \cdot c_z \quad (6.14)$$

Als kalkulatorischer Zinssatz z wird, wie in Kapitel 6.2.1 beschrieben, auf 8 % festgelegt. Damit berechnet sich die Abzinskonstante c_z bei einer Laufzeit von 20 Jahren zu 10,17:

$$c_z = \sum_{t=1}^{t_{\text{max}}} \frac{1}{(1+z)^t}; \quad (6.15)$$

Da keine zeitliche Variation des Zinssatzes bzw. des Ertrags angenommen wird, hat die Auswahl des Zinssatzes keine Auswirkungen auf den Vergleich zwischen den Windkraftanlagen, sondern nur auf die absolute Höhe der Stromgestehungskosten.

Die Betriebs- und Wartungskosten⁸ c_{OM} fallen ebenfalls erst während der Betriebsphase an und müssen entsprechend abgezinst werden. Formel 6.14 wird entsprechend angewandt. Tatsächlich wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten einem festen Prozentsatz der Investitionskosten entsprechen, nämlich 6 %. Damit ergeben sich abgezinste Betriebs- und Wartungskosten $c_{\text{OM,dis}}$ von

$$c_{\text{OM,dis}} = 0,06 \cdot c_z \cdot c_{\text{inv}} = 0,61 \cdot c_{\text{inv}}. \quad (6.16)$$

Die Stromgestehungskosten c_{COE} ergeben sich dann zu:

$$c_{\text{COE}} = \frac{c_{\text{inv}} + c_{\text{OM,dis}}}{E_{\text{dis}}} = 1,61 \cdot \frac{c_{\text{inv}}}{E_{\text{dis}}} \quad (6.17)$$

6.4 Kapitalrendite

Die Kapitalrendite⁹ wird in dieser Arbeit vereinfacht über das Verhältnis der Barwerte von Einnahmen zu Ausgaben berechnet. Einnahmen entstehen dabei nur durch die Vergütung des Ertrags nach EEG

⁸ Englisch: *Operation and Maintenance*

⁹ Englisch: *Return on Investment*

V_p . Ausgaben sind die Investitionskosten (ohne die Kosten für den Netzanschluss) $c_{\text{inv,nogrid}}$ und die diskontierten Wartungskosten $c_{\text{OM,nogrid,dis}}$. Damit gilt:

$$V_{\text{ROI}} = \frac{V_p}{c_{\text{inv,nogrid}} + c_{\text{OM,nogrid,dis}}} - 1 = \frac{V_{p,\text{rel}} \cdot P_N \cdot T_{\text{FLH,eq}}}{1,61 \cdot c_{\text{inv,nogrid}}} - 1 \quad (6.18)$$

6.5 Anwendungsfall Alpha Ventus

Zur Veranschaulichung werden die Wirtschaftlichkeitskennzahlen c_{COE} und V_{ROI} für den Windpark Alpha Ventus hergeleitet. Die Informationen zum Windpark sind öffentlich zugänglich (z.B. [62]) und in Tabelle 6.2 aufgelistet.

Tabelle 6.2.: Kenndaten des Testfelds Alpha Ventus

Investitionskosten	250 M€
Bemessungsleistung	60 MW
Wassertiefe	30 m
Küstenentfernung	41,3 km
Äquivalente Volllaststunden	4450 h

Da das Testfeld im Jahr 2009 in Betrieb ging, muss das Vergütungsmodell nach EEG2009 gewählt werden. Phase I dauert also 144 Monate. Aus Küstenentfernung und Wassertiefe ergibt sich eine Dauer von Phase II von 22 Monaten (vgl. Abb. 6.1). Phase III dauert demnach 74 Monate. Bei einem Zinssatz von 8 % ergibt sich ein Barwert der EEG-Vergütung V_p über die Laufzeit von 240 Monaten von 355 M€ bei einem spezifischen Barwert $V_{p,\text{rel}}$ von 1330 €/(MWh/a) (vgl. Abb. 6.2) und einer durchschnittlichen abgezinste Vergütung $V_{p,\text{av}}$ von 66,7 €/MWh (vgl. Formel 6.13).

Die Kosten für den Netzanschluss sind nicht bekannt. Sie können auch nicht wie in Kapitel 5.9.2 beschrieben und in Abbildung 5.8 dargestellt berechnet werden, da Alpha Ventus, anders als zukünftige Windparks, nicht per HGÜ- sondern per 110 kV-Drehstromanbindung ans Festland angeschlossen ist. Statt dessen wird von Anschlusskosten von ca. 2,5 M€/km (vgl. [92]) ausgegangen, also 100 M€. Damit ergeben sich abgezinste Wartungskosten für den Windpark $c_{\text{OM,nogrid,dis}}$ von 152 M€ und abgezinste Wartungskosten für den Netzanschluss von 61 M€. Diese Zwischenergebnisse sind in Tabelle 6.3 zusammengefasst.

Tabelle 6.3.: Zwischenergebnisse für das Testfeld Alpha Ventus

Dauer Anfangsvergütung $t_{\text{EEG},1+2}$	166 Monate
Barwert EEG-Vergütung V_p	355 M€
Netzanschlusskosten c_{grid}	100 M€
Wartungskosten Windpark (abgezinst) $c_{\text{OM},\text{nogrid},\text{dis}}$	152 M€
Wartungskosten Netz (abgezinst) $c_{\text{OM},\text{grid},\text{dis}}$	61 M€
Abgezinster Ertrag E_{dis}	2715 GWh

Die Stromgestehungskosten ergeben sich somit als $c_{\text{COE}} = (250 \text{ M€} + 100 \text{ M€} + 152 \text{ M€} + 61 \text{ M€}) / 2715 \text{ GWh} = 0,207 \text{ €/kWh}$. Diese liegen demnach deutlich über den Stromgestehungskosten von Onshore-Windkraftanlagen, Photovoltaik (im Jahr 2012) und konventionellen Kraftwerken. Der Return-on-Invest (ROI) des Betreibers ergibt sich aus $355 \text{ M€} / (250 \text{ M€} + 152 \text{ M€}) - 1 = -0,12$, ist also negativ. Für den Parkbetreiber ist das Testfeld also ein Verlustgeschäft. V_p ist allerdings größer als die Investitionskosten, so dass noch Handlungsmöglichkeiten, wie zum Beispiel eine Senkung der Wartungskosten oder eine Erhöhung der Einnahmen durch Stromhandel, offen stehen. Eine Reduzierung des kalkulatorischen Zinssatzes (d.h. eine reduzierte Renditeerwartung) von 8 % auf 3 % führt ebenso zu einem ausgeglichenen ROI wie eine Senkung der jährlichen Betriebs- und Wartungskosten von 6 % auf 4 % der Investitionskosten, also von 15 M€/a auf 10 M€/a.

7 Kapazitätskredit

Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken speisen Windkraftanlagen ihre Leistung unabhängig von der Nachfrage ins Netz ein. Ein solcher dargebotsabhängiger Betrieb ist im deutschen Stromnetz nicht ungewöhnlich: Auch wärmegeführt betriebene Blockheizkraftwerke, wasserstandsabhängige Laufwasserkraftwerke, Photovoltaikanlagen und ein Großteil der Biogasanlagen verhalten sich so.

Im Fall der Windkraft ist dies auf die stochastische Natur der Windgeschwindigkeit zurückzuführen, aus der sich - wie in Kapitel 4.2 ausführlich dargelegt - die Leistung der Anlage ergibt. Da die Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen fast ausschließlich auf den Investitionskosten und anderen arbeitsunabhängigen Kosten beruhen, die Brennstoffkosten entfallen und die arbeitsabhängigen Wartungskosten niedrig sind, haben sie vernachlässigbare Arbeitskosten bei hohen Leistungskosten¹. Eine Anpassung der Leistung der Windkraftanlagen an die Nachfrage ist somit volkswirtschaftlich nur sinnvoll, wenn keine Kraftwerke mit Arbeitskosten größer 0 €/MWh abgeregelt werden können. Diese Situation ist weder in Deutschland noch im europäischen Verbundnetz in den nächsten Jahrzehnten zu erwarten.

Im Verbundnetz muss zu jedem Zeitpunkt die Nachfrage durch ein entsprechendes Angebot gedeckt werden²: Die zuverlässig abrufbare Leistung der Generatoren P_G muss zu jedem Zeitpunkt höher als die Last P_L sein, um eine stabile Stromversorgung sicherzustellen. Dazu können Windkraftanlagen als stochastische Erzeuger offensichtlich nicht den selben Beitrag leisten, wie dies konventionelle Gas-, Kohle- und Atomkraftwerke tun.

Um den Beitrag von stochastischen Erzeugern zu quantifizieren, kann der Kapazitätskredit³ (CC) als Kennzahl herangezogen werden. Dieser wird in Abhängigkeit vom gesamten bereits bestehenden Kraftwerkspark sowie der Last berechnet und gibt an, welcher Teil der Bemessungsleistung P_N eines Kraftwerks zur Zuverlässigkeit des Gesamtsystems beiträgt:

Der Kapazitätskredit gibt den marginalen Beitrag einer Erzeugungstechnologie zur gesicherten Leistung eines gegebenen Erzeugungssystems wieder. D.h., er legt dar, um wie viel MW sich die gesicherte Leistung erhöht, wenn ein MW der entsprechenden Technologie dem System hinzugefügt wird. (Quelle: [52])

In dieser Arbeit werden vier verschiedene Methoden zur Berechnung des Kapazitätskredits untersucht:

1. GC: *Guaranteed Capacity*
2. ELCC: *Effective Load Carrying Capability*
3. ECC: *Equivalent Conventional Capacity*
4. EFC: *Equivalent Firm Capacity*

¹ Von den Herstellern angebotene Vollwartungsverträge mit Kosten von ca. 10 €/MWh basieren auf einer Mischkalkulation, bei der die fixen Kosten für regelmäßige Wartungsarbeiten auf den Stromertrag umgelegt werden. Die tatsächlichen Arbeitskosten liegen niedriger.

² Die Deckung der Nachfrage ist notwendig aber nicht hinreichend für eine zuverlässige Stromversorgung. Zusätzlich muss z.B. auch sichergestellt sein, dass die notwendigen Transport- und Verteilnetze über eine ausreichende Kapazität verfügen.

³ Englisch: *capacity credit*

Die letzten drei Methoden basieren auf der Berechnung der „Loss of Load Probability“ (LOLP) über die sog. äquivalente Last. Die äquivalente Last ist dabei die Ausfallwahrscheinlichkeit als Funktion der vertikalen Netzlast: $L_{eq} = f(P)$ Dazu wird der Lastverlauf über ein ganzes Jahr betrachtet. Im Gegensatz dazu wird bei der Berechnung der GC der Lastverlauf vernachlässigt und statt dessen ein Referenzniveau - üblicherweise 99 % - für die Zuverlässigkeit festgesetzt.

In [2] werden die Vor- und Nachteile dieser Verfahren ausführlich verglichen. Es wird insbesondere darauf hingewiesen, dass die GC bei Systemen mit einer geringen Anzahl konventioneller Kraftwerke einen sprunghaftigen Verlauf nimmt und dass die Wahl des Referenzniveaus die Ergebnisse beeinflusst. In [87] und [70] konnte allerdings gezeigt werden, dass sich die Ergebnisse dieser Methoden für den in dieser Arbeit betrachteten Fall nur unwesentlich unterscheiden. Dies wird in Kapitel 7.1.3 weiter ausgeführt.

Die Anwendung dieser Methoden auf die Windkraft in Deutschland wurden bereits 1998 auf der DEWEK ([26]) und später unter anderem in [47] untersucht. Weitere detaillierte Informationen zur Berechnung der gesicherten Leistung von Windkraftanlagen finden sich in [46], [30] und [19].

In [71] wurden bereits Ergebnisse veröffentlicht, die mit einer frühen Version der hier entwickelten Methode berechnet wurden.

7.1 Methodik

Im Rahmen dieser Arbeit wird nur der Teil des europäischen Verbundnetzes betrachtet, der auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland liegt. Der Einfluss von Im- und Exporten elektrischer Energie wird hierbei vernachlässigt. Alle Kennzahlen werden jeweils für den Zeitraum eines Kalenderjahrs errechnet.

Für die vier betrachteten Berechnungsmethoden müssen dazu folgende Daten vorliegen:

- Eine Liste mit allen im zu untersuchenden Teilnetz angeschlossenen Kraftwerken, sowie ihrer Nettoengpassleistung zu jedem zu untersuchenden Zeitpunkt. (Quelle: EEX [64])
- Die Wahrscheinlichkeit einer ungeplanten Nichtverfügbarkeit für jedes Kraftwerk. (Quelle: DENA [14])
- Die Lastkurve des Teilnetzes (nur für ELCC, ECC und EFC). (Quelle: [64])
- Das angestrebte Niveau der Versorgungssicherheit (nur für GC, Annahme: 99 %).
- Die Leistungskurve der zu untersuchenden Windkraftanlage.
- Der Zeitverlauf der Windgeschwindigkeit am Standort der zu untersuchenden Windkraftanlage. (Quelle: FINO [58])

Die bereits im Netz angeschlossenen Onshore-Windkraftanlagen werden als eine zeitlich variable Einspeisung mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit von Null modelliert. Als Einspeiseleistung werden die auf [64] veröffentlichten Daten der Jahre 2006 bis 2010 genutzt.

7.1.1 Guaranteed Capacity

Die *Guaranteed Capacity* wurde u.a. in der DENA Netzstudie verwendet (vgl. [5]) und vergleicht die gesichert zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung P_G vor und nach dem Hinzufügen eines neuen Generators.

Wie in Abbildung 7.1 dargestellt, wird dazu zunächst die kumulierte Verteilungsfunktion der gesicherten Leistung berechnet. Zuerst wird durch rekursive Faltung der Verfügbarkeiten der konventionellen Kraftwerke sowie der Onshore-Windleistung die Referenzfunktion der gesicherten Leistung (schwarz) erstellt. Diese gibt an, welche Leistung mit welcher Wahrscheinlichkeit mindestens zur Verfügung steht. Analog dazu wird die Verteilungsfunktion der gesicherten Leistung mit den zusätzlichen Offshore-Windkraftanlagen (OWECs) ermittelt. Die beiden Verteilungsfunktionen werden dann unter der Bedingung gleich bleibender Versorgungssicherheit miteinander verglichen. Abbildung 7.1(oben) zeigt dabei die Übersicht über den gesamten Funktionsverlauf, Abb. 7.1(unten) den für den Vergleich relevanten Ausschnitt für mehrere Varianten eines 10 GW-Offshore-Windparks in der Nordsee (Standort FINO 1) mit unterschiedlichen spezifischen Leistungen p_s .⁴

Bei einem vorgegebenen Niveau der Versorgungssicherheit (hier: 99 %) ergibt sich nun ein Zugewinn an gesicherter Leistung. Für eine spezifische Leistung von 200 W/m^2 ist die gesicherte Leistung 1350 MW höher als im Referenzfall ohne Offshore-Windpark. Dies entspricht 13,5 % der Bemessungsleistung und somit einer GC von 13,5 %.

7.1.2 LOLP basierte Verfahren

ELCC, ECC und EFC basieren auf der Ermittlung der „Loss of Load Probability“ (LOLP, p_{lol}). Sie gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der die Netzlast L_{tot} die Leistung aller Kraftwerke P_G abzüglich der Ausfälle $P_{G,\text{out}}$ übersteigt. Nach [2] gilt:

$$p_{\text{lol}} = \mathbb{P}(L_{\text{tot}} > P_G - P_{G,\text{out}}) = L_{\text{eq}}(P_G) \quad (7.1)$$

wobei $\mathbb{P}(x)$ die Wahrscheinlichkeit für den Eintritt des Ereignisses „x ist wahr“ darstellt. Dazu wird für jeden betrachteten Zeitpunkt eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der ausgefallenen Kraftwerksleistung $P_{G,\text{out}}$ ermittelt. Diese wird zur bekannten Netzlast für diesen Zeitpunkt addiert, so dass sich eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für die sogenannte „äquivalente Last“ $L_{\text{eq}}(P)$ ergibt. Dabei ist die installierte Erzeugungsleistung eine Konstante, während alle stochastischen und zeitlich variablen Phänomene - wie Last und nicht verfügbare Leistung - in der Verteilungsfunktion der äquivalenten Last $L_{\text{eq}}(P)$ zusammengefasst werden.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Erzeugungsleistung positiv und nicht verfügbare Leistung sowie die vertikale Netzlast negativ gezählt.

⁴ Die Bemessungsleistung von 10 GW wurde aus Gründen der besseren Darstellbarkeit gewählt. Der Einfluss der Parkgröße wird später in Abbildung 7.8 ausführlicher erläutert.

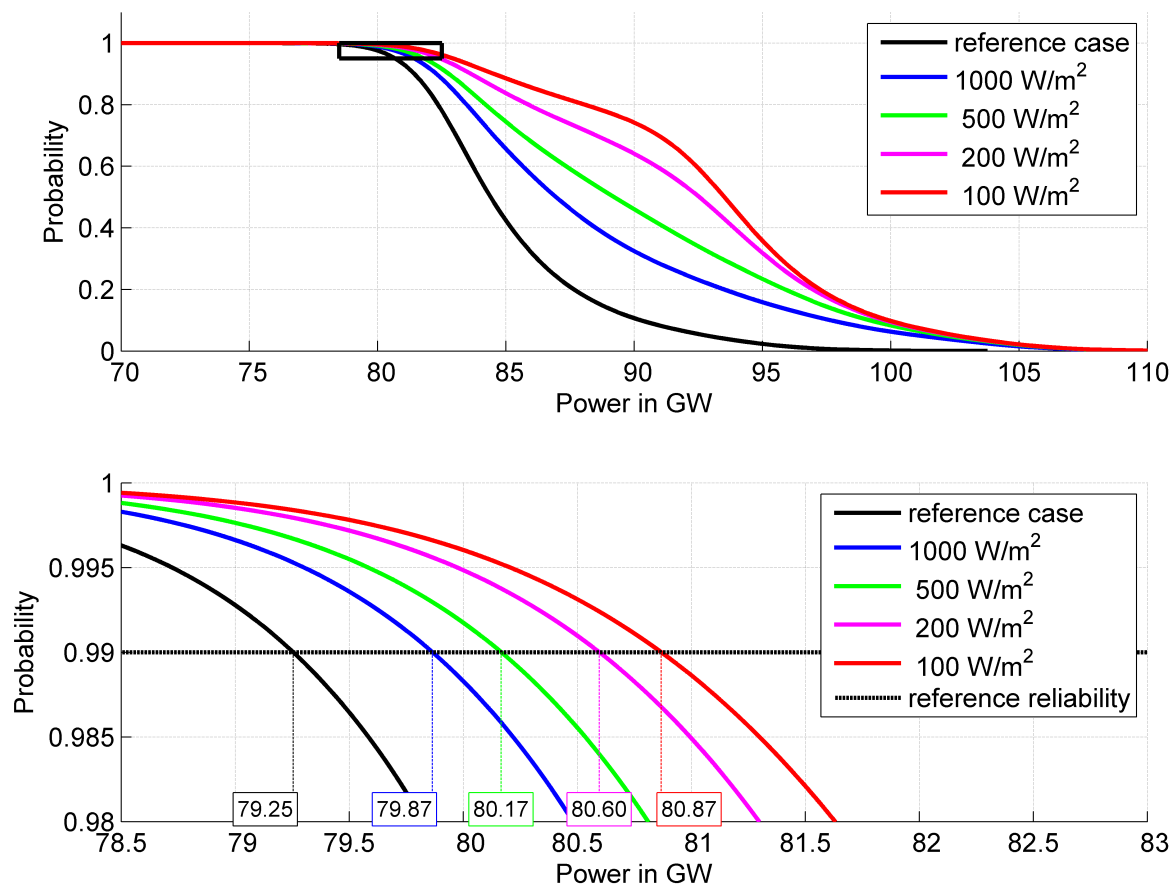


Abbildung 7.1.: GC für einen 10 GW Offshore-Windpark (Kraftwerkspark 2010, Windjahr 2009)

Die äquivalente Last kann auf verschiedene Arten mit der installierten Leistung verglichen werden, um die drei unterschiedlichen Kennzahlen ELCC, EFC und ECC zu ermitteln.

Zur Ermittlung der äquivalenten Last L_{eq} werden für jeden Tag des Referenzjahrs folgende Schritte durchgeführt:

1. Ermittlung der an diesem Tag verfügbaren konventionellen Kraftwerke und ihrer Nettoengpassleistung
2. Erstellung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen für ungeplante Ausfälle der einzelnen konventionellen Kraftwerke
3. Rekursive Faltung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen zur Ermittlung der Gesamtdichtefunktion für ungeplante Ausfälle der konventionellen Kraftwerke
4. Für jeden Zeitpunkt innerhalb des Tages:
 - a) Ermittlung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der nicht verfügbaren Leistung für jede Windkraftanlage,

- b) Faltung der Gesamt-Dichtefunktion der nicht verfügbaren Leistung der konventionellen Kraftwerke für diesen Tag mit den Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der Windkraftanlagen und mit der Last
- c) Die resultierende Dichtefunktion entspricht der äquivalenten Last $L_{eq}(P)$.

Die resultierenden Verteilungsfunktionen für jeden Zeitpunkt des Jahres werden anschließend addiert, um die Jahres-Verteilungsfunktion der äquivalenten Last $L_{eq}(P)$ zu erhalten.

Dabei wird davon ausgegangen, dass eine Windkraftanlage mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit q zu einem bestimmten Zeitpunkt mit der Wahrscheinlichkeit q eine nicht verfügbare Leistung in Höhe ihrer Bemessungsleistung P_N aufweist und mit der Wahrscheinlichkeit $1 - q$ eine nicht verfügbare Leistung, die der Differenz von Bemessungsleistung P_N und Einspeiseleistung $P_{el}(t)$ entspricht.⁵

Der Vergleich der Jahres-Verteilungsfunktionen mit und ohne die neu hinzugefügten Offshore-Windkraftanlagen erlaubt dann die Ermittlung der entsprechenden Kennzahl. Dabei gelten für die drei betrachteten Methoden folgende Unterschiede:

- ELCC: Gibt an, welche Last bei gleicher LOLP nach Hinzufügen des neuen Kraftwerks zusätzlich angeschlossen werden kann.
- EFC: Gibt an, welche Erzeugungskapazität (mit 100 % Verfügbarkeit) zum alten System hinzugefügt werden müsste, um die gleiche Reduktion der LOLP zu erreichen, die das neue Kraftwerk erreicht.
- ECC: Wie EFC, aber die zum Vergleich herangezogene Erzeugungseinheit hat eine Verfügbarkeit kleiner 1. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Gasturbine mit einer Verfügbarkeit von 98 % betrachtet.

Der ELCC wurde bereits 1966 in [24] vorgestellt. Abbildung 7.2 (oben) stellt den Verlauf der äquivalenten Last über das gesamte Leistungsspektrum dar, die beiden Abbildungen darunter nur die für die Berechnung relevanten Ausschnitte. Abbildung 7.2 (Mitte) zeigt das Vorgehen für den ELCC. Zunächst werden die Verteilungsfunktionen der äquivalenten Last ohne ($L_{eq,1}$) und mit ($L_{eq,2}$) dem zu untersuchenden Offshore-Windpark berechnet. Die gesamte installierte Kraftwerkskapazität inklusive dem Offshore-Windpark beträgt $P_{G,2}$, ohne den Offshore-Windpark $P_{G,1}$. Aus dem Schnittpunkt von $P_{G,1}$ und $L_{eq,1}$ wird die LOLP ermittelt. Der Schnittpunkt dieser LOLP mit $L_{eq,2}$ ergibt die virtuelle Kraftwerkskapazität $P_{G,4}$. Die Differenz aus $P_{G,2}$ $P_{G,4}$ ist die zusätzliche Last, die dem neuen System bei gleicher Versorgungssicherheit hinzugefügt werden kann. Im betrachteten Fall mit 10 GW installierter Bemessungsleistung im Offshore-Windpark ($p_s = 200 \text{ W/m}^2$) beträgt die Differenz $P_{G,4} - P_{G,2} = 984 \text{ MW}$ und der ELCC somit 9,84 %. Nach [2]:

$$c_{ELCC} = \frac{P_{G,2} - L_{eq,2}^{-1}(L_{eq,1}(P_{G,1}))}{P_{G,2} - P_{G,1}} \quad (7.2)$$

Abbildung 7.2 (unten) zeigt das parallele Vorgehen zur Ermittlung des EFC. $L_{eq,1}$, $L_{eq,2}$, $P_{G,1}$ und $P_{G,2}$ werden analog zur ELCC bestimmt. Aus dem Schnittpunkt von $P_{G,2}$ und $L_{eq,2}$ wird die LOLP erzeugt. Der

⁵ Die Einspeiseleistung ergibt sich aus der aktuellen Windgeschwindigkeit am Standort und der Leistungskurve, vgl. Kapitel 4.2.

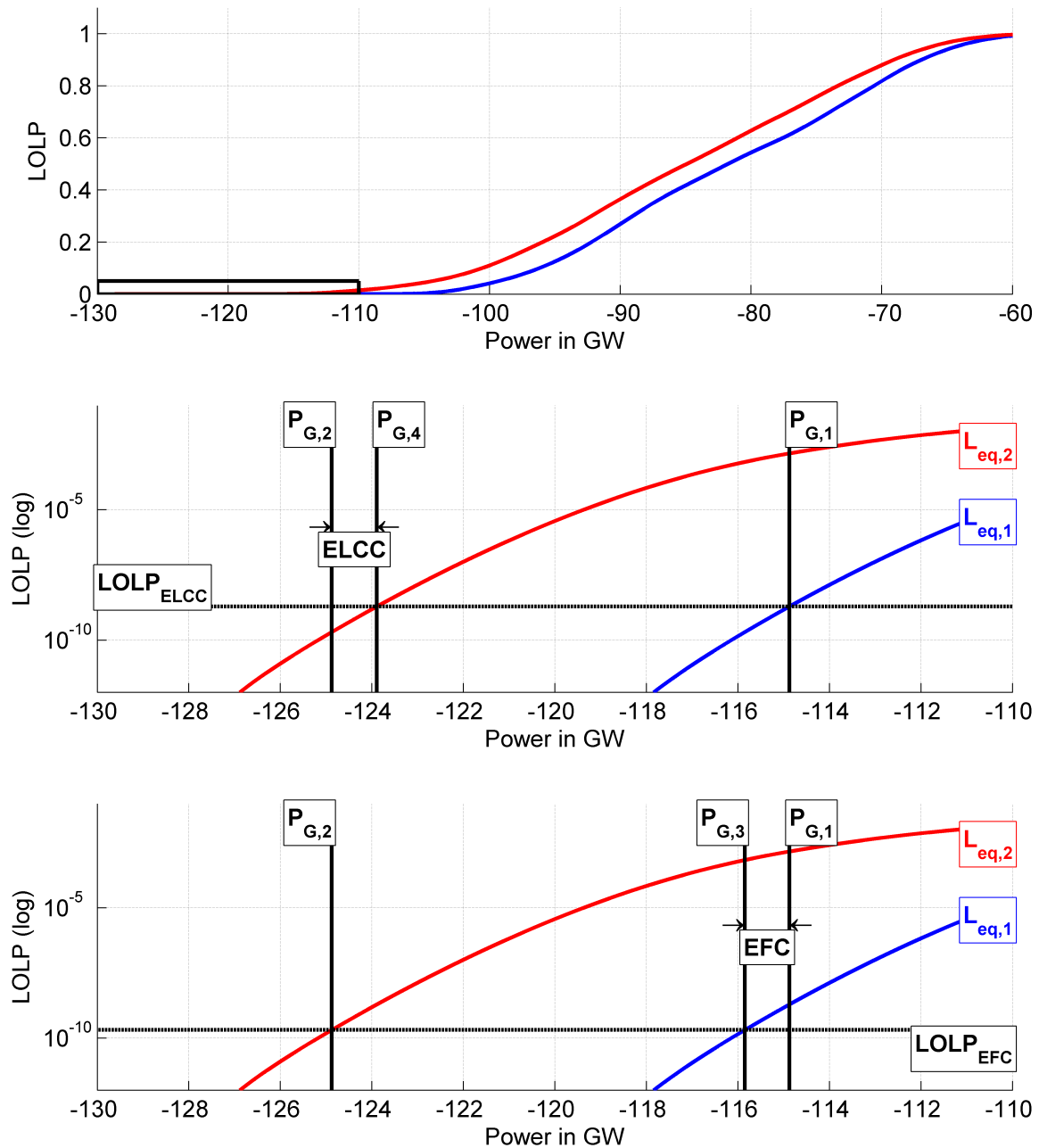


Abbildung 7.2.: ELCC, EFC für einen 10 GW Offshore-Windpark (Kraftwerkspark 2010, Windjahr 2009)

Schnittpunkt dieser LOLP und $L_{eq,1}$ ergibt die virtuelle Kraftwerkskapazität $P_{G,3}$. Diese ist größer als die tatsächliche installierte Kraftwerkskapazität ohne Offshore-Windpark $P_{G,1}$. Die Differenz zwischen $P_{G,3}$ und $P_{G,1}$ ist die Kapazität, die zum Ursprungssystem hinzugefügt werden müsste, um die gleiche LOLP zu erreichen, die das neue System hat. Im betrachteten Fall mit 10 GW installierter Bemessungsleistung im Offshore-Windpark ($p_s = 200 \text{ W/m}^2$) beträgt die Differenz $P_{G,3} - P_{G,1} = 972 \text{ MW}$ und der EFC somit 9,72 %. Nach [2]:

$$c_{EFC} = \frac{L_{eq,1}^{-1} (L_{eq,2}(P_{G,2})) - P_{G,1}}{P_{G,2} - P_{G,1}} \quad (7.3)$$

Die ECC wird analog zur EFC berechnet, allerdings wird das Referenzniveau für die LOLP nach der Formel ([2]):

$$c_{ECC} = \frac{L_{eq,1}^{-1} \left(\frac{L_{eq,2}(P_{G,2}) - (1 - p_{ecc}) \cdot L_{eq,1}(P_{G,1})}{p_{ecc}} \right) - P_{G,1}}{P_{G,2} - P_{G,1}} \quad (7.4)$$

bestimmt, wobei p_{ecc} das gewählte Zuverlässigkeitsniveau des konventionellen Referenzkraftwerks darstellt.

Offensichtlich sind c_{ELCC} und c_{EFC} identisch, wenn die Verteilungsfunktionen $L_{eq,1}$ und $L_{eq,2}$ im zu untersuchenden Bereich parallel verlaufen. c_{ECC} ist unter gleichen Voraussetzungen um den Faktor $1/p_{ecc}$ höher.

7.1.3 Vergleich der Methoden

In [87] wurden für eine Reihe von verschiedenen Anlagenauslegungen⁶ an Standorten in Nord- und Ostsee (FINO 1 und FINO 2) jeweils alle vier Kennzahlen für den Kapazitätskredit berechnet. Abbildung 7.3 zeigt die Kennzahlen für die LOLP-basierten Methoden als dreidimensionalen „Scatter-Plot“. Die schwarze Linie ist die Ursprungsgrade durch den Punkt (1,1,1). Es ist zu erkennen, dass alle Punkte sehr nahe an dieser Geraden liegen. Dabei wird von einer hohen Verfügbarkeit der konventionellen Vergleichskraftwerke (ECC) ausgegangen. Das bedeutet, dass näherungsweise gilt:

$$c_{ELCC} \approx c_{EFC} \approx c_{ECC} \quad (7.5)$$

Tatsächlich beträgt der paarweise gebildete RMSE zwischen 1 % (ELCC vs. ECC) und 2,3 % (EFC vs. ECC).

In Abbildung 7.4 werden die LOLP-basierten Kennzahlen mit dem Capacity Credit verglichen. Hier ist ebenfalls eine nur geringe Abweichung zur Ursprungsgraden durch (1,1) zu erkennen. Der paarweise RMSE liegt hier zwischen 2,7 % (EFC vs. CC) und 3,8 % (ECC vs. CC).

Aus Abbildung 7.5 ergibt sich, dass auch die Abhängigkeit der Kennzahlen von den äquivalenten Volllaststunden ähnlich ist. Der Verlauf aller vier Kennzahlen folgt für die hier betrachteten Anlagenausle-

⁶ OWECS mit Bemessungsleistung 10 MW und spezifischen Leistungen zwischen 100 W/m^2 und 800 W/m^2

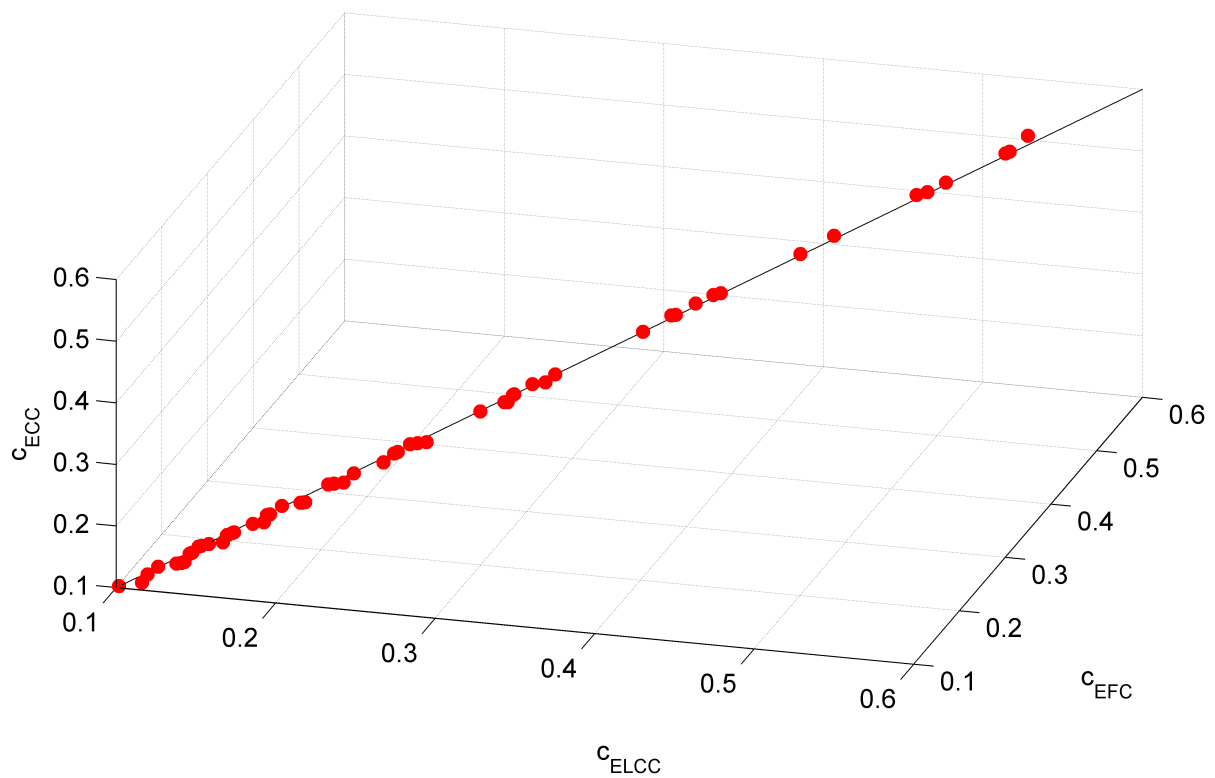


Abbildung 7.3.: Vergleich der LOLP-basierten Kennzahlen (Nord- und Ostsee, 10 MW)

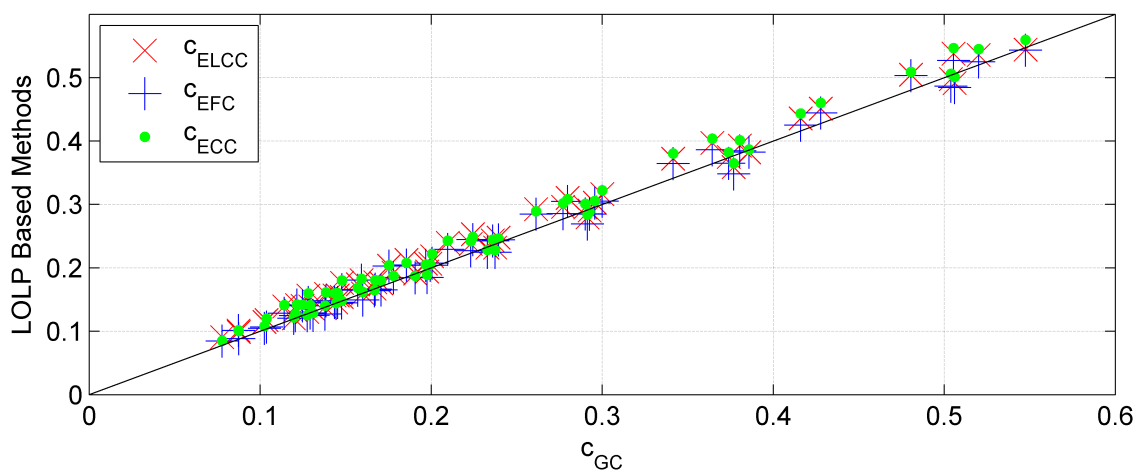


Abbildung 7.4.: Vergleich der LOLP-basierten Kennzahlen mit der Guaranteed Capacity (Nord- und Ostsee, 10 MW)

gungen in etwa einem Polynom zweiten Grades. Die in schwarz dargestellte Regressionsfunktion dient hier nur zur Unterstützung der visuellen Interpretation und wird im weiteren Verlauf der Arbeit nicht mehr verwendet.

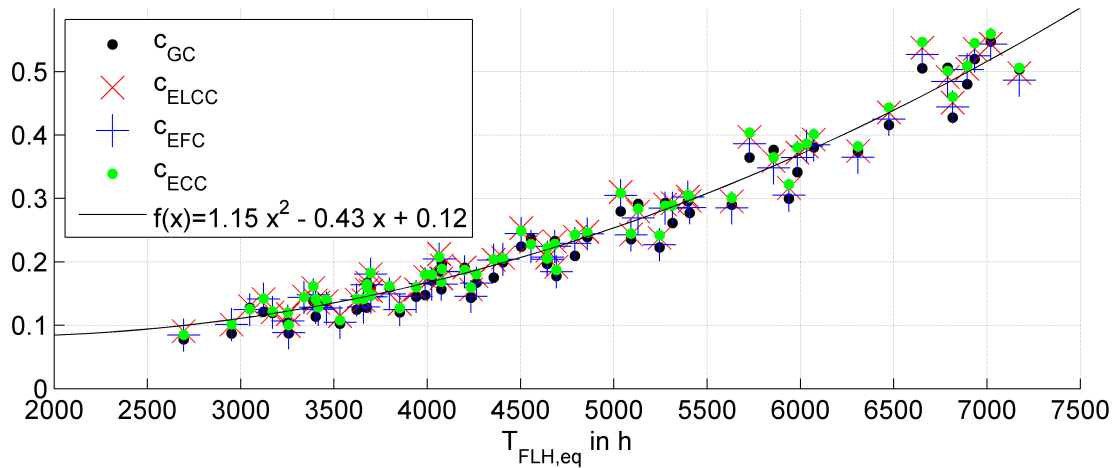


Abbildung 7.5.: Kennzahlen als Funktion der äquivalenten Volllaststunden (Nord- und Ostsee, 10 MW)

Nachdem hiermit nachgewiesen wurde⁷, dass sich die Methoden für den hier betrachteten Anwendungsfall qualitativ nicht und quantitativ nur geringfügig unterscheiden, wurde die GC als am wenigsten rechenintensive Methode für die weitere Betrachtung im Rahmen dieser Arbeit ausgewählt. Für die in Kapitel 8 beschriebene Optimierung wird die Guaranteed Capacity deshalb als allgemeingültiges Maß für den Capacity Credit (CC) genutzt.

7.2 Implementierung

Die Algorithmen zur Berechnung der Kennzahlen wurden in MATLAB implementiert. Dabei wurden die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Verfügbarkeit der Kraftwerke durch Vektoren beschrieben, in denen jedes Element die Wahrscheinlichkeit beschreibt, mit der eine bestimmte Leistung zur Verfügung steht. Die Darstellung der Leistung in quantisierten Vektoren ist notwendig, um die Faltung durchführen zu können. Ein 10 MW-Kraftwerk mit einer Zuverlässigkeit von 90% wird bei einer Quantisierung von 1 MW durch den Vektor

$$\begin{array}{rcl}
 P \text{ in MW} & 0 & 1 \ 2 \ 3 \ 4 \ 5 \ 6 \ 7 \ 8 \ 9 \ 10 \\
 a = & 0,1 & 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0,9
 \end{array}$$

beschrieben. Der Leistungsvektor wird dabei implizit mitgeführt und benötigt keinen Speicherplatz. Bei einer Quantisierung der Leistung in 100 kW-Schritten ergeben sich bei einer Gesamtsystemleistung von 100 GW Leistungsvektoren mit einer Länge von 1 Million Elementen, wobei die meisten Elemente den Wert 0 annehmen. Dies lässt sich in MATLAB am Besten mit sogenannten „Sparse“-Vektoren realisieren,

⁷ Diese Ergebnisse wurden auch in [70] veröffentlicht.

bei denen nur die von Null abweichenden Stellen gespeichert werden. Da in MATLAB die notwendige Faltung für „Sparse“-Vektoren allerdings nicht implementiert ist, wurde für diese Arbeit ein eigener Algorithmus zur effizienten Faltung dieser Vektoren entwickelt. Dabei wird die Faltung von zwei Vektoren mit m bzw. n von Null abweichenden Elementen durch $m \cdot n$ Multiplikationen und $m \cdot n$ Additionen ersetzt. Im einfachen Fall der Faltung der Vektoren

$$\begin{array}{rcccccccccccc} \text{Pin MW} & 0 & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 \\ a = & 0,1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,9 \\ b = & 0,2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,8 & & \end{array}$$

werden folgende Berechnungen ausgeführt:

$$\begin{bmatrix} 0 \text{ MW} + 0 \text{ MW} & 0,1 * 0,2 \\ 10 \text{ MW} + 0 \text{ MW} & 0,9 * 0,2 \\ 0 \text{ MW} + 8 \text{ MW} & 0,1 * 0,8 \\ 10 \text{ MW} + 8 \text{ MW} & 0,9 * 0,8 \end{bmatrix}$$

Der resultierende Vektor wird sortiert und gleiche Leistungen werden bei Bedarf zusammengeführt.

$$\begin{bmatrix} 0 \text{ MW} & 0,02 \\ 8 \text{ MW} & 0,08 \\ 10 \text{ MW} & 0,18 \\ 18 \text{ MW} & 0,72 \end{bmatrix}$$

Im Vergleich zu den 80 notwendigen Multiplikationen im Falle der Faltung vollständiger Vektoren können so erhebliche Speicher- und Laufzeitgewinne realisiert werden. Der entwickelte Algorithmus enthält noch weitere Optimierungen, die in [70] beschrieben sind.

7.2.1 Untersuchte Konfigurationen

Der Kapazitätskredit einer Offshore-Windkraftanlage (OWEC) ist eine Funktion der Bemessungsleistung der konventionellen Kraftwerke $P_{N,konv,1..n}$, ihrer Ausfallwahrscheinlichkeit $q_{konv,1..n}$, des Zeitverlaufs der Onshore-Windleistung $P_{wind,on}(t)$ und dem Zeitverlauf der Einspeiseleistung der OWEC $P_{OWEC}(t)$. Dieser wiederum ist eine Funktion der Windgeschwindigkeit am Offshore-Standort $v_{wind}(t, H)$, die wiederum von der Nabenhöhe der OWEC abhängt, der Bemessungsleistung $P_{N,OWEC}$, der spezifischen Leistung $p_{S,OWEC}$ der Offshore-Windkraftanlage sowie der normierten Effizienzkennlinie $\eta_{cp}(\vartheta)$ (siehe Kapitel 4.2.2). Es gilt:

$$c_{GC} = f(P_{N,konv,1..n}, q_{konv,1..n}, P_{wind,on}(t), P_{OWEC}(t)) \quad (7.6)$$

mit:

$$P_{OWEC}(t) = f(v_{wind}(t, H), P_{N,OWEC}, p_{S,OWEC}, \eta_{cp}(\vartheta)) \quad (7.7)$$

Im Rahmen dieser Arbeit werden für diese Parameter folgende Konfigurationen untersucht:

- $P_{N,konv,1..n}, q_{konv,1..n}$: Konventioneller Kraftwerkspark der Jahre 2010 und 2011 (2 Fälle)
- $v_{wind}(t, H)$: Windprofile der Messstationen FINO 1 (Nordsee) und FINO 2 (Ostsee) in 100 m Höhe der Jahre 2006 bis 2010 (FINO 1) bzw. 2008 bis 2010 (FINO 2) (8 Fälle)
- $P_{wind,on}(t)$: Korrespondierende Einspeiseprofile der Onshore-Windkraftanlagen der Jahre 2006 bis 2010
- $P_{N,OWEC}$: Bemessungsleistungen des Windparks zwischen 5 MW und 10 GW (4 Fälle)
- $p_{S,OWEC}$: Spezifische Leistungen im Bereich 50 Wm^{-2} bis 1000 Wm^{-2} (7 Fälle)
- $\eta_{cp}(\vartheta)$: Eine gemittelte Effizienzkennlinie aus 10 Windkraftanlagen mit einer Effizienzkennzahl ξ_{cp} von 69 %

Für jede dieser 448 Kombinationen wurde der Kapazitätskredit (CC) berechnet. Dabei ergeben sich eine streng monoton steigende, differenzierbare Funktion für den Capacity Credit in Abhängigkeit von der spezifischen Leistung p_s und eine streng monoton fallende, differenzierbare Funktion in Abhängigkeit von der installierten Leistung.

Abbildung 7.6 zeigt den CC als Funktion der äquivalenten Volllaststunden⁸ $T_{FLH,eq}$ für eine OWEC mit Bemessungsleistung $P_N = 5 \text{ MW}$ in der Nordsee (FINO 1), für die Jahre 2006 bis 2010 und die konventionellen Kraftwerksparks der Jahre 2010 und 2011 („PP'10“, „PP'11“). Es ist zu erkennen, dass der Einfluss der Faktoren „Kraftwerkspark“ und „Jahr“ gering ist. In Abbildung 7.7 wird dies verdeutlicht: Die auf den Mittelwert bezogene Standardabweichung als Funktion der äquivalenten Volllaststunden $T_{FLH,eq}$ ist - wie aus Abbildung 7.7 ersichtlich - im für diese Arbeit relevanten Bereich oberhalb von 2000 h unter 15 %. Aus diesem Grund wird der Mittelwert über diese Funktionen gebildet und im weiteren Verlauf dieser Untersuchung als aggregierte Funktion für den CC verwendet.

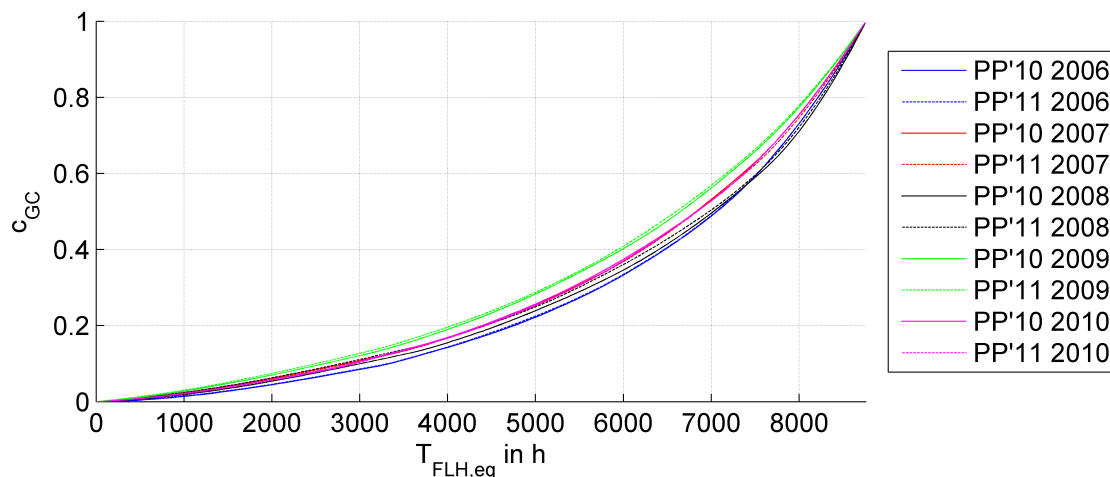


Abbildung 7.6.: CC als Funktion der äquivalenten Volllaststunden, Nordsee (FINO 1), 5 MW

Abbildung 7.8 zeigt die aggregierten Funktionen für den CC für verschiedene Parkgrößen. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass der CC bei einer angenommenen Parkgröße von mehr als 1 GW deutlich

⁸ Die unterschiedlichen Volllaststunden ergeben sich aus der Variation der spezifischen Leistung.

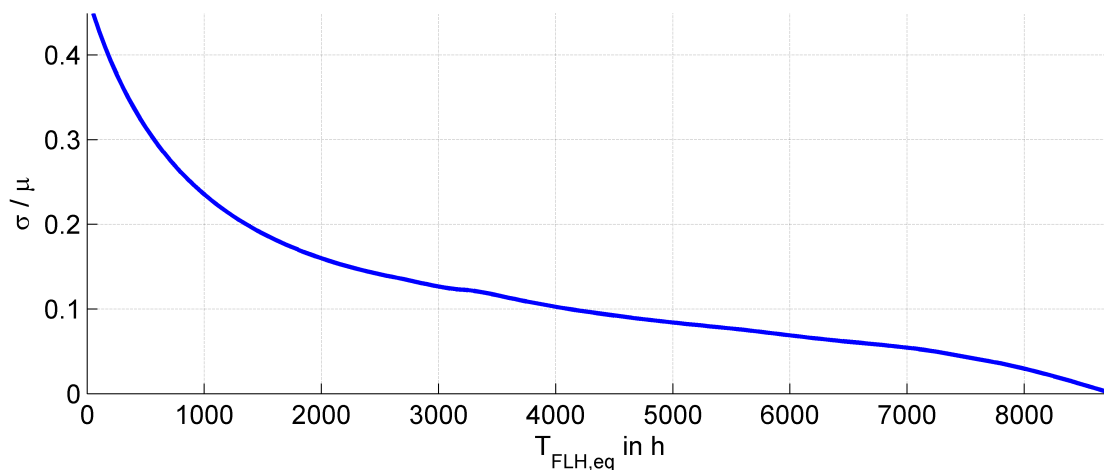


Abbildung 7.7.: Relative Standardabweichung der einzelnen CC-Funktionen als Funktion der äquivalenten Volllaststunden, Nordsee (FINO 1), 5 MW

absinkt. Das ist darauf zurückzuführen, dass hier von einer gleichzeitigen Reaktion aller Anlagen des Windparks auf Änderungen der Windgeschwindigkeit ausgegangen wird. Somit werden zeitliche Variationen nicht ausgeglichen - im Gegensatz zu dem real zu erwartenden Verlauf bei einem räumlich verteilten Windparkcluster dieser Größe. Es handelt sich somit um eine konservative Abschätzung.

Um der geringen räumlichen Ausdehnung und voraussichtlichen Größe der derzeit geplanten Windparks Rechnung zu tragen, wird im Rahmen dieser Arbeit mit der Kurve für 1 GW gerechnet.

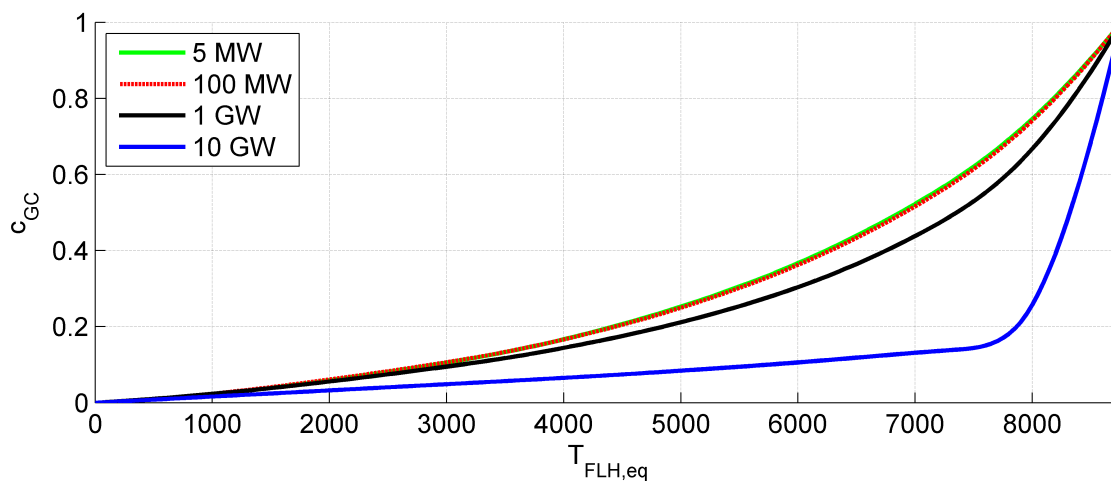


Abbildung 7.8.: Abhängigkeit des CC von der Parkgröße, Nordsee (FINO 1)

Abbildung 7.9 zeigt den Verlauf der aggregierten Funktionen (1 GW) des CC für Nordsee (NS) und Ostsee (Baltic Sea, BS). Der Vergleich zeigt, dass bei gleicher äquivalenter Volllaststundenzahl $T_{FLH,eq}$ der CC für den Nordseewindpark niedriger ist als für den Ostseewindpark. Dies ist auf den unterschiedlichen zeitlichen Verlauf der Windprofile der beiden Standorte zurückzuführen.⁹

⁹ Nicht jedoch auf die unterschiedlichen mittleren Windgeschwindigkeiten. Diese haben auf eine Funktion in Abhängigkeit von den äquivalenten Volllaststunden keinen Einfluss.

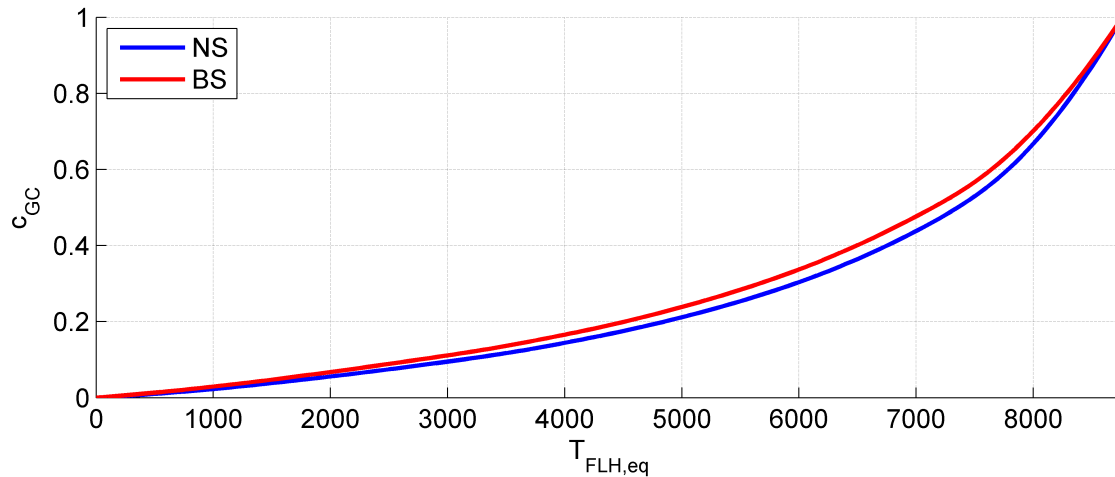


Abbildung 7.9.: Vergleich des CC in Nordsee und Ostsee (FINO 1 und FINO 2)

7.2.2 Beschleunigte Berechnung

Da die Berechnung des Capacity Credit ausschließlich von den aufgezeigten Einflussfaktoren abhängig ist, kann im späteren Verlauf dieser Arbeit auf die individuelle Berechnung für jeden einzelnen Fall verzichtet und statt dessen eine Interpolation zwischen bekannten Stützpunkten durchgeführt werden. Die individuelle Berechnung des Capacity Credit nimmt pro Fall mindestens 60 Sekunden in Anspruch.¹⁰ Die Interpolation auf Grundlage der hier entwickelten Funktionen ist etwa um den Faktor 1000 schneller.

7.3 Verifikation des Modells

In [10, S.181] wird der Beitrag von Offshore-Windkraftanlagen zur gesicherten Leistung im Jahr 2050 in Abhängigkeit von der verwendeten Methode (ELCC oder DENA-CC) und dem Referenzjahr mit 6 % bis 12 % der Bemessungsleistung angegeben (Szenario 2011A), für Onshore-Windkraftanlagen mit 4 % bis 6 %. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Berechnungsmethode ergibt einen Capacity Credit Onshore von 6 % bis 8 % und Offshore zwischen 15 % bis 20 % bei $T_{FLH,eq} = 4000$ h. Die gute Übereinstimmung der hier verwendeten Methode mit den DENA-Berechnungen bedeutet, dass der CC sowohl quantitativ als auch qualitativ gut ermittelt werden kann. Die Abweichung beim Offshore-CC erklärt sich dadurch, dass in [10] von einer deutlich größeren installierten Leistung von 32 GW Offshore-Wind ausgegangen wird, was zu einem niedrigeren CC führt.

Der Beitrag zur gesicherten Leistung von Offshore-Windparks wurde auf der Grundlage des hier vorgestellten Modells auch in [87] untersucht.

¹⁰ AMD64-Prozessor, 3 GHz, 8 GB RAM



Teil III.

Anwendung



8 Optimierung

Basierend auf den in den Kapiteln 4, 5 und 7 entwickelten Teilmodellen, die zu dem in Kapitel 3 beschriebenen Gesamtmodell zusammengefügt wurden, wird eine Optimierung der Anlagenauslegung für Offshore-Windparks durchgeführt. Dazu werden zunächst die Optimierungskriterien festgelegt und anschließend ein geeigneter Algorithmus zur Lösung des Optimierungsproblems ausgewählt.

8.1 Optimierungskriterien

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Frage untersucht, welche Anlagenauslegung für einen gegebenen Offshore-Standort unter Berücksichtigung betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Aspekte als optimal gilt. Bei den zur Bewertung angelegten Kriterien handelt es sich um:

1. den Capacity Credit CC (vgl. Kapitel 7)
2. die Stromgestehungskosten COE (vgl. Kapitel 6.3)
3. den ROI (vgl. Kapitel 6.4)

Da diese Kriterien durch nichtlineare Funktionen bestimmt werden, kommen Verfahren zur Optimierung linearer Systeme nicht in Betracht.

Wird die Qualität einer Lösung durch mehrere Zielfunktionen beschrieben, dann sind zwei Vorgehensweisen möglich.¹ Entweder, die beiden Kriterien werden durch Skalarisierung auf eine einzige Kennzahl abgebildet (z.B. „Vollkosten“), so dass Strategien zur Optimierung mit einem Kriterium angewendet werden können, oder es wird eine Pareto-Optimierung² durchgeführt.

Im Folgenden werden beide Ansätze vorgestellt.

8.2 Optimierung mit einem Kriterium

Abbildung 8.1 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines Optimierungsmodells: Ein (nichtlineares) Simulationsmodell berechnet aus den Eingangsparametern p die Ausgangswerte V . Eine Bewertungsfunktion berechnet aus diesen Ausgangswerten die Qualitätskennzahl Q , auch Zielfunktion genannt. Der Optimierer wendet eine Optimierungsstrategie an, um die Eingangsparameter p so zu verändern, dass die Zielfunktion $Q = f(p)$ maximiert oder minimiert wird. Verschiedene Optimierungsstrategien unterscheiden sich darin, in welcher Reihenfolge und auf welche Art und Weise sie neue Parameterkombinationen p aus bekannten Kombinationen $p \rightarrow Q$ erzeugen und testen.

¹ Im mehrdimensionalen Raum ist kein Vergleichsoperator definiert, vgl. komplexe Zahlen: $1 \stackrel{?}{>} i$.

² auch: Vektoroptimierung

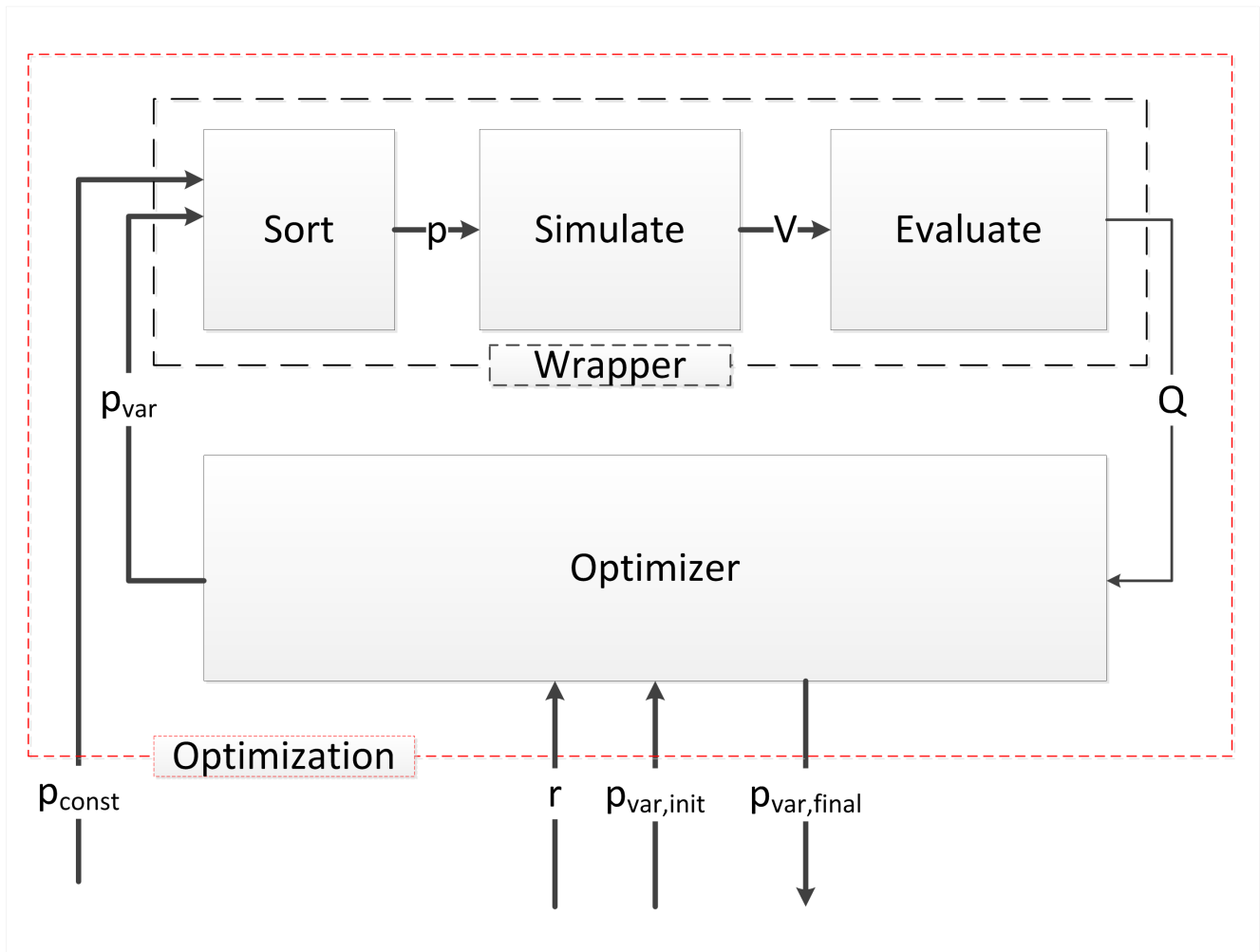


Abbildung 8.1.: Schematische Darstellung eines Optimierungsvorgangs

Dabei lassen sich die Eingangsparameter p des Simulationsmodells in zwei Gruppen unterscheiden. Einige Parameter, die sogenannten Entscheidungsvariablen, p_{var} werden vom Optimierer verändert, um das Ergebnis zu beeinflussen, andere beschreiben die Rahmenbedingungen und bleiben bei allen Simulationsläufen konstant p_{const} . So können zum Beispiel die spezifische Leistung p_s und die Bemessungsleistung des Generators P_N einer Windkraftanlage als zu optimierende Parameter p_{var} angesehen werden, während die Küstenentfernung d_{off} konstant gehalten wird.

Die Qualitätsfunktion wird benötigt, um das Ergebnis der Simulation zu bewerten. In den meisten Fällen wird eine Optimierung nach einem einzelnen Qualitätskriterium durchgeführt, beispielsweise „Kosten“, „quadratischer Fehler“ oder „Ertrag“, das entweder zu maximieren oder zu minimieren ist. Dabei müssen die umfangreichen Ergebnisse der Simulation auf eine einzige aussagekräftige Kennzahl reduziert werden.³

Für einkriterielle Optimierungsprobleme ist eine Vielzahl von Lösungsstrategien für unterschiedliche Problemklassen bekannt, abhängig davon, ob die zu optimierenden Eingangsparameter binär, ganzzahlig oder reell sind, welche Arten von Nebenbedingungen eingehalten werden müssen, ob das Verhalten des Systems linear oder nichtlinear ist und ob eine lokale oder eine globale Lösung gesucht wird. Häufig verwendete Verfahren sind die Gradientensuche (auch: Newton-Verfahren, für lokale Lösungen in \mathbb{R}), „Simplex“ (linear in \mathbb{N}), „simulated annealing“ (global in \mathbb{R}) und „evolutionäre“ Algorithmen (global in \mathbb{R}).

Je nach verwendeter Optimierungsstrategie müssen dem Optimierer verschiedene weitere Parameter r übergeben werden. Normalerweise sind dies neben dem Startpunkt für die Optimierung $p_{\text{var,init}}$, die Nebenbedingungen für die zu optimierenden Parameter p_{var} , die Abbruchbedingungen für die Optimierung und gegebenenfalls zusätzliche Variablen, die die verwendete Optimierungsstrategie steuern.

Damit ein Optimierer für verschiedene Arten von Problemen eingesetzt werden kann, erwartet er eine standardisierte Schnittstelle für die Entscheidungsvariablen und die Zielfunktion. Dies wird durch eine „Wrapper“-Funktion sichergestellt, die die standardisierten Parameter des Optimierers mit p_{const} kombiniert und so an die Simulation übergibt, wie sie benötigt werden.

8.3 Pareto-Optimierung mit mehreren Kriterien

Das Ziel der Pareto-Optimierung ist, die „Pareto-Front“ zu ermitteln. Dabei handelt es sich um die Teilmenge aller Lösungen, die nicht von anderen Lösungen dominiert wird. Eine Lösung dominiert eine andere, wenn sie in keinem Kriterium schlechter und in mindestens einem Kriterium besser bewertet wird als die andere. Die Pareto-Front eines Problems mit n Bewertungskriterien ist $n - 1$ -dimensional.

Dieser Zusammenhang lässt sich mit folgendem Beispiel verdeutlichen: Betrachtet werden drei Windkraftanlagen A, B und C. Diesen sind in Tabelle 8.1 jeweils die Nabenhöhe und der prognostizierte Ertrag am betrachteten Standort zugeordnet.

Wird aus Gründen der gesellschaftlichen Akzeptanz und des Installationsaufwands eine niedrige Nabenhöhe bevorzugt und ist außerdem ein möglichst hoher Ertrag erstrebenswert, so wird Anlage C von Anlage A dominiert, da A bei gleichem Ertrag eine geringere Nabenhöhe besitzt. Gleichzeitig wird C auch von B dominiert, da B bei gleicher Nabenhöhe mehr Ertrag liefert. A und B dominieren sich nicht

³ Dies wird in dieser Arbeit nicht weiter erläutert, da ausschließlich mehrkriterielle Verfahren genutzt werden.

gegenseitig und werden nicht dominiert. Diese beiden Anlagen bilden also die Pareto-Front und damit die Lösungsmenge dieses beispielhaften Optimierungsproblems.

8.4 Optimierungsalgorithmus

In Abbildung 8.2 ist das Flussdiagramm des Algorithmus schematisch dargestellt. Dabei werden bestimmte Kombinationen von Eingangsparametern p als „Kandidaten“ bezeichnet. Diese werden durch den Algorithmus entweder als Teil der Pareto-optimalen Lösungsmenge erkannt, sogenannte „gute Punkte“, oder sie werden von anderen Lösungen dominiert und in die Menge der „schlechten Punkte“ eingeordnet. Nach Ablauf des Algorithmus steht eine Menge von „guten Punkten“ zur Verfügung, die die Lösung des gegebenen Optimierungsproblems repräsentieren.

Die wichtigsten Teilfunktionen des Algorithmus sind die Simulation, die in den Kapiteln 5, 6 und 7 ausführlich behandelt wurde, die Qualitätsfunktion, die in Kapitel 8.1 beschrieben ist, die Pareto-Bewertung, die in Kapitel 8.3 mit Beispielen erklärt wurde, sowie die Erzeugung von Startpunkten und neuen Kandidaten, auf die im Folgenden näher eingegangen wird. In Kapitel 8.2 wurde bereits betont, dass sich verschiedene Optimierungsalgorithmen im Wesentlichen nur in der Erzeugung der Kandidaten unterscheiden, was auch die Festlegung der Startpunkte der Optimierung mit einschließt. Das hier verwendete Optimierungsverfahren ist eine verbesserte Variante der in [94] entwickelten Algorithmen. Es ist sowohl an die ganzzahligen Algorithmen der „Branch-and-Bound“-Gruppe als auch an die genetischen Algorithmen angelehnt, benutzt aber auch Elemente der „Particle Swarm Optimization“ (vgl. [42]) und des „Simulated Annealing“. Gegenüber dem Algorithmus aus [94] wurden u.a. die Geschwindigkeit erhöht, der Code gestrafft und weitere Suchstrategien hinzugefügt.

Als Startwerte werden die Eckpunkte des n -dimensionalen Hyperwürfels des durch die vorgegebenen Randbedingungen eingeschränkten Parameterraums genutzt. Neue Kandidaten werden dann, analog zu genetischen Algorithmen, durch Auswahl von „Elternpaaren“ gebildet, wobei die Parameter p die Funktion der „Gene“ übernehmen. Die Parameter des „Kindes“ werden durch Mittelwertbildung der Eltern-Parameter erzeugt.

Als Eltern der nachfolgenden Generation wird immer zunächst ein erfolgreicher Kandidat der Vorgängergeneration gewählt. Der zweite Elternteil ist entweder ein weiterer erfolgreicher Kandidat der Vorgängergeneration bzw. einer älteren Generation oder ein zufällig ausgewählter nicht erfolgreicher Kandidat einer vorhergehenden Generation. Die Berücksichtigung von Elternteilen aus der Gruppe eigentlich bereits verworfenen „schlechten“ Parameterkombinationen erhöht die Abdeckung des Parameterraums und

Tabelle 8.1.: Beispiel: Windkraftanlagen an einem fiktiven Standort

WKA	Nabenhöhe in m	Ertrag in MWh/a
A	100	8000
B	110	9000
C	110	8000

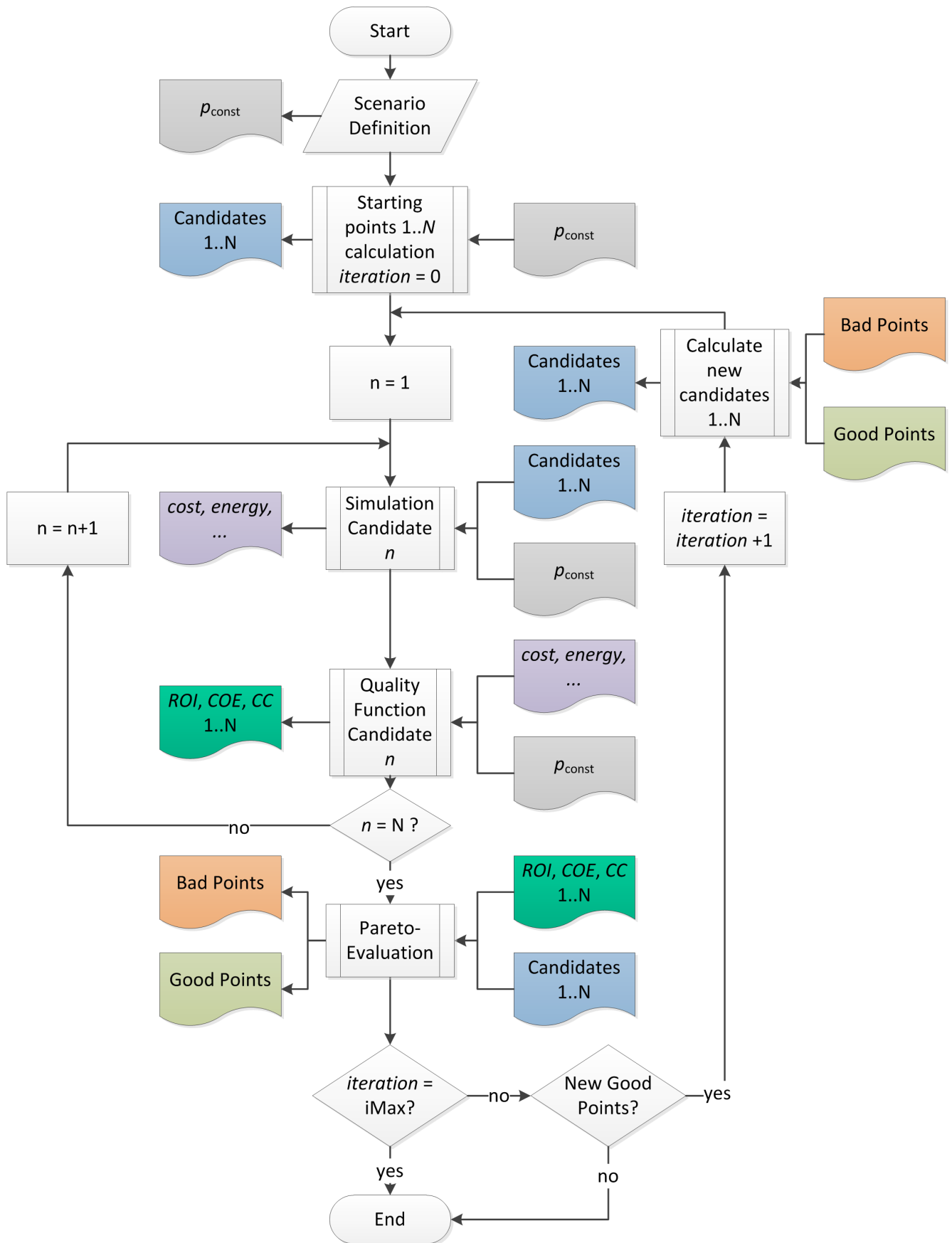


Abbildung 8.2.: Flussdiagramm des Optimierungsalgorithmus

trägt dazu bei, die global besten Lösungen zu finden. Sowohl die Anzahl der Eltern aus der „schlechten Gruppe“ als auch die Anzahl der „Kinder“ pro Elternteil kann über zwei Parameter gesteuert werden.⁴

Der bisher beschriebene Algorithmus generiert neue Kandidaten immer in der Mitte zwischen zwei bereits bekannten Punkten. Dies führt zur Anordnung der untersuchten Punkte im Parameterraum in Form eines n-dimensionalen geometrischen Rasters. Ergebnisse, die nicht auf diesem Raster liegen, können nicht gefunden werden. Um diesen Nachteil zu kompensieren, wird jeder Kandidat nach der Erzeugung im Parameterraum in einer zufälligen Richtung verschoben. Der Betrag dieser Verschiebung kann über einen weiteren Parameter festgelegt werden.⁵ Analog zum bekannten Verfahren „Simulated Annealing“, wird der Betrag dieser Verschiebung von Iteration zu Iteration halbiert.

Der Parameterraum besitzt unterschiedliche Ausdehnungen in die verschiedenen Raumrichtungen. Bei einer Optimierung nach Bemessungsleistung P_N und Nabenhöhe H beispielsweise, könnten sich die Grenzen in der ersten Dimension bei $5 \cdot 10^5$ und $1 \cdot 10^7$ befinden, in der zweiten Dimension jedoch bei 50 und 200. Die akzeptable Toleranz liegt in der ersten Dimension bei ca. $1 \cdot 10^5$, in der zweiten bei ca. 5. Die Lösung muss also nicht in beiden Dimensionen mit der gleichen absoluten Genauigkeit ermittelt werden. Über den Parameter ϵ kann für jede Dimension festgelegt werden, welche minimale räumliche Distanz zwischen zwei Punkten bestehen soll, damit diese als unterschiedliche Lösungen betrachtet werden. Zur Berechnung dieses Abstands wird die p-Norm

$$\|x\|_p = \sqrt[p]{\sum |x|^p} \quad (8.1)$$

verwendet.⁶

8.4.1 Beispielproblem

Um die Eigenschaften des verwendeten Algorithmus zu demonstrieren, wird er zunächst auf ein einfach zu lösendes Beispielproblem angewendet: Der Parameterraum ist zweidimensional, die Parameter x und y nehmen Werte zwischen 0 und 1 an. Die beiden Zielfunktionen lauten:

$$q_1 = \frac{x + y}{2} \quad (8.2)$$

$$q_2 = x \cdot y \quad (8.3)$$

Dabei soll der Mittelwert q_1 minimiert werden, während gleichzeitig das Produkt q_2 maximiert wird. Der Mindestabstand zweier Lösungen in x-Richtung beträgt 0, 2, in y-Richtung 0, 05.

Abbildung 8.3 zeigt die Pareto-optimale Lösungsmenge dieses Problems, sowie alle vom Optimierer berechneten Punkte auf. Dominierte Lösungen sind mit Punkten, nicht dominierte Lösungen, die Teil der Pareto-optimalen Lösungsmenge sind, mit Sternen markiert. Die Farben zeigen an, in welchem Iterations-

⁴ Parameter *oldPartners*: Schlechte Punkte, die trotzdem berücksichtigt werden, Parameter *maxPartners*: Kinder pro Elternteil

⁵ Parameter *diffusion*

⁶ Summennorm: $p = 1$, Euklidische Norm: $p = 2$, Maximumsnorm: $p = \infty$

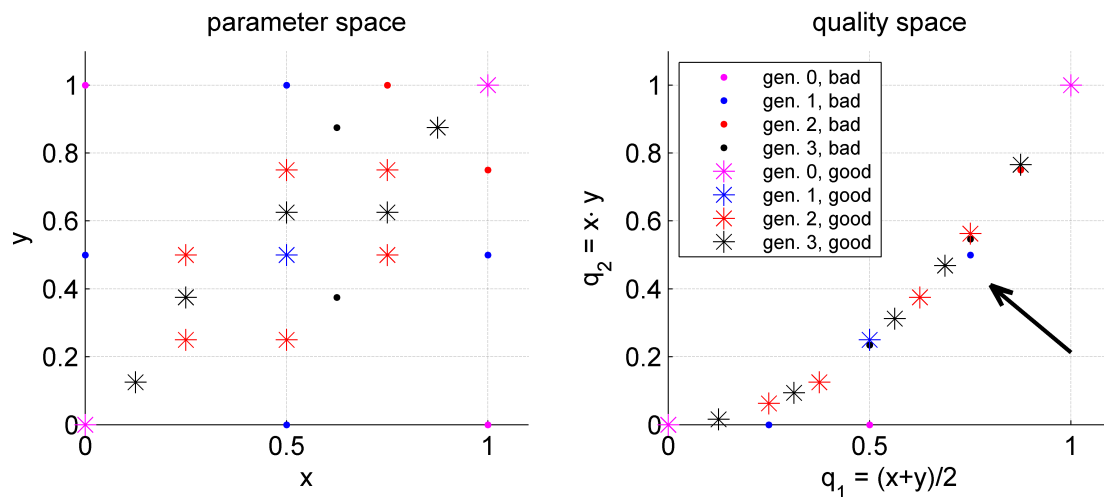


Abbildung 8.3.: Beispielproblem, drei Iterationen

schritt die Lösung evaluiert wurde. Der Optimierungsvorgang wurde nach drei Iterationen abgebrochen. Die Optionen *oldPartner* und *diffusion* wurden deaktiviert, *maxPartners* wurde nicht eingeschränkt. Tabelle 8.2 führt die verwendeten Parameter für den Optimierer vollständig auf.

Die Funktionsweise des Optimierers kann in diesem Beispiel leicht nachvollzogen werden: Die Startpunkte (Generation 0, Magenta) sind die Eckpunkte des Parameterraums (linke Achse, Abbildung 8.3). Dieser wird im ersten Schritt (Generation 1, blau) entlang aller möglichen Verbindungslinien halbiert. Ab der zweiten Generation (rot), ist zu erkennen, dass im oberen linken sowie im unteren rechten Quadranten keine neuen Kandidaten mehr generiert werden, da die dort gefundenen Lösungen von anderen dominiert werden. In der dritten Generation (schwarz) werden nur noch Kandidaten entlang der Diagonalen $(0,0)/(1,1)$ gebildet. Insgesamt werden 24 Kandidaten untersucht, von denen 14 Teil der Pareto-optimalen Lösungsmenge sind.

Auf der rechten Achse von Abbildung 8.3 sind die Punkte der Lösungsmenge in dem von den beiden Zielfunktionen aufgespannten „Lösungsraum“ (*quality space*) dargestellt. Der schwarze Pfeil zeigt die Dominanzrichtung an, also die Richtung, in der ein neuer Punkt liegen muss, um einen alten Punkt zu dominieren. Der Optimierer versucht, die Pareto-Front in dieser Richtung zu verschieben.

In Abbildung 8.4 ist das Resultat abgebildet, das entsteht, wenn der Optimierer mit dem Parameter *oldPartners*: ∞ und ansonsten unveränderten Voraussetzungen gestartet wird. Auf der linken Achse ist erkennbar, dass jetzt jeder innerhalb der Beschränkungen von *epsilon* mögliche Punkt im Parameterraum untersucht wird. Insgesamt werden 45 Punkte untersucht. Die auf der rechten Achse dargestellte Pareto-Front enthält 18 Punkte. Im Vergleich mit Abbildung 8.3 zeigt sich, dass dem verdoppelten Rechenaufwand zum Absuchen des vollständigen Parameterraums kein wesentlicher Zugewinn in der Auflösung der Pareto-Front gegenübersteht.

Abbildung 8.5 zeigt das Resultat bei unbeschränkter Anzahl Iterationen, aber mit *oldPartners*: 0. Es werden 37 Punkte in sieben Iterationen evaluiert, 26 dieser Punkte sind Teil der Pareto-optimalen Lösungsmenge, elf nicht. Im Vergleich mit Abbildung 8.3 wird eine höhere Auflösung im Lösungsraum erreicht. Der Vergleich mit 8.4 zeigt allerdings auch, dass im Parameterraum gezielt im Bereich bekannter Lösungen gesucht wird.

Tabelle 8.2.: Parameter des Optimierers, vgl. Abbildung 8.3

Parameter	Beschreibung	Wert
verbose	Ausführliche Textausgabe	true
bounds	Schranken der Variablen	[0 1] [0 1]
qfunc	Zielfunktion	@(x) [mean(x); prod(x)]
fparameters	weitere Funktionsparameter	
dominanzrichtung	Maximieren oder Minimieren	[-1 1]
epsilon	Mindestabstand von Lösungen	[.2 .05]
diffusion	Zufallskomponente	[0 0]
oldPartners	Anzahl schlechter Lösungen	0
maxPartners	Kandidaten pro Lösung	inf
pnorm	Abstandsnorm	2
maxIter	Anzahl Iterationen	3

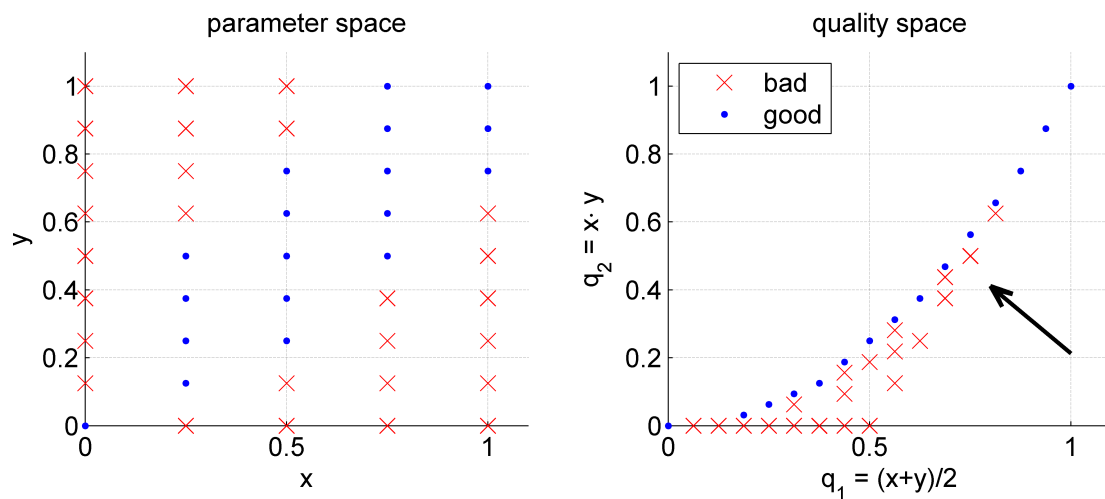


Abbildung 8.4.: Beispielproblem, drei Iterationen, *oldPartners*: ∞

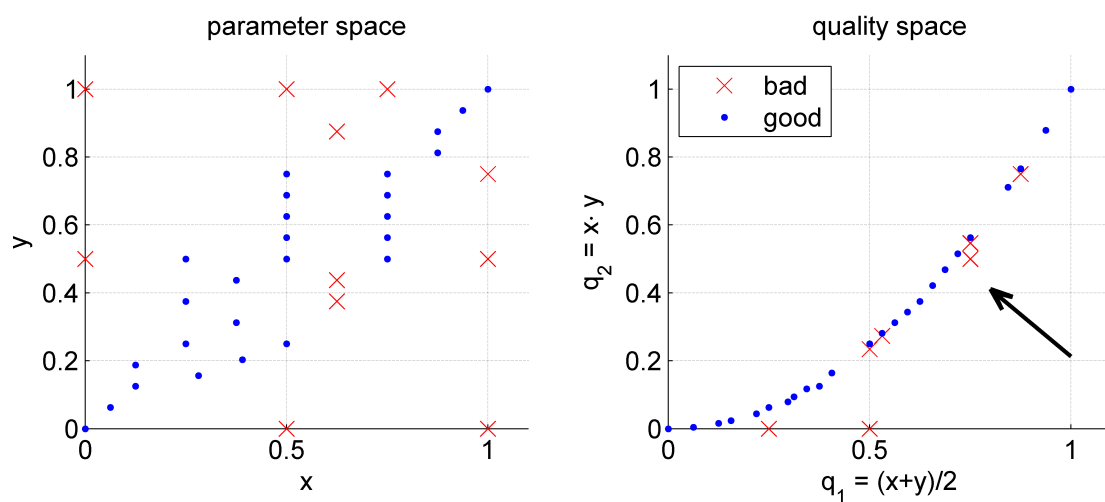


Abbildung 8.5.: Beispielproblem, unbeschränkte Iterationen, *oldPartners*: 0

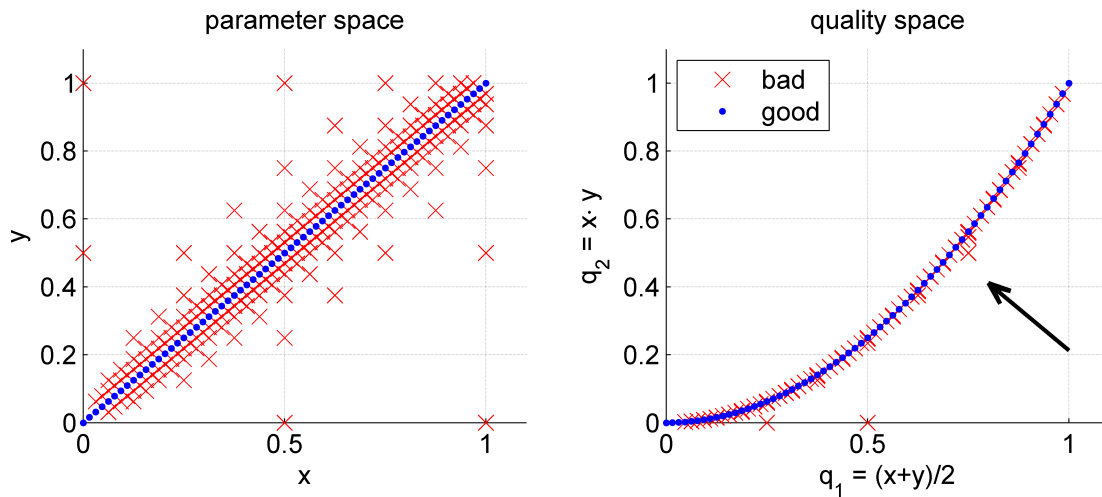


Abbildung 8.6.: Beispielproblem, unbeschränkte Iterationen, *oldPartners*: 0, *epsilon*: 0,01

Für eine höhere Auflösung sowohl des Parameter- als auch des Lösungsraums wird in Abbildung 8.6 der Abstandsparemeter *epsilon* auf 0,01 verkleinert. Es werden 287 Punkte in sieben Iterationen berechnet, von denen 65 die finale Pareto-Front definieren.

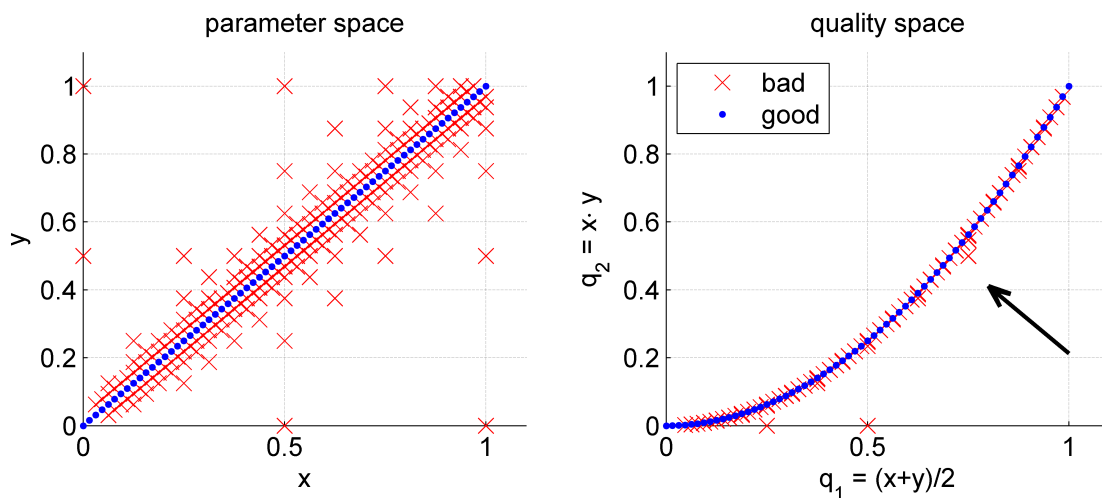


Abbildung 8.7.: Beispielproblem, unbeschränkte Iterationen, *maxPartners*: 4, *epsilon*: 0,01

Der Optimierer berechnet die zu evaluierenden Punkte für Abbildung 8.6 in 4,5 Sekunden. Wird der Parameter *maxPartners* auf 4 reduziert, wird die in Abbildung 8.7 gezeigte qualitativ gleichwertige Lösung in nur 1,5 Sekunden berechnet, da weniger Kandidaten generiert werden.

In Abbildung 8.8 wurde die Optionen *diffusion* und *oldPartners* des Optimierers aktiviert. Der vollständige Parametersatz ist in Tabelle 8.3 aufgelistet. Durch das Einbringen von Zufallselementen wird eine Reihe von Lösungen gefunden, die nicht auf der Geraden (0;0)/(1;1) im Parameterraum liegen und dennoch Teil der Pareto-optimalen Lösungsmenge sind. Dadurch ergibt sich einerseits eine höhere Auflösung der Pareto-Front im Lösungsraum, andererseits ist der Aufbau der Lösungsmenge im Parameterraum nicht mehr intuitiv zu erkennen. Da zur Ermittlung dieser Lösung über 700 Punkte berechnet wurden, für die Lösung aus Abbildung 8.7 jedoch nur 300 Punkte, ist hier kein klarer Vorteil durch die Verwendung der Option *diffusion* erkennbar.

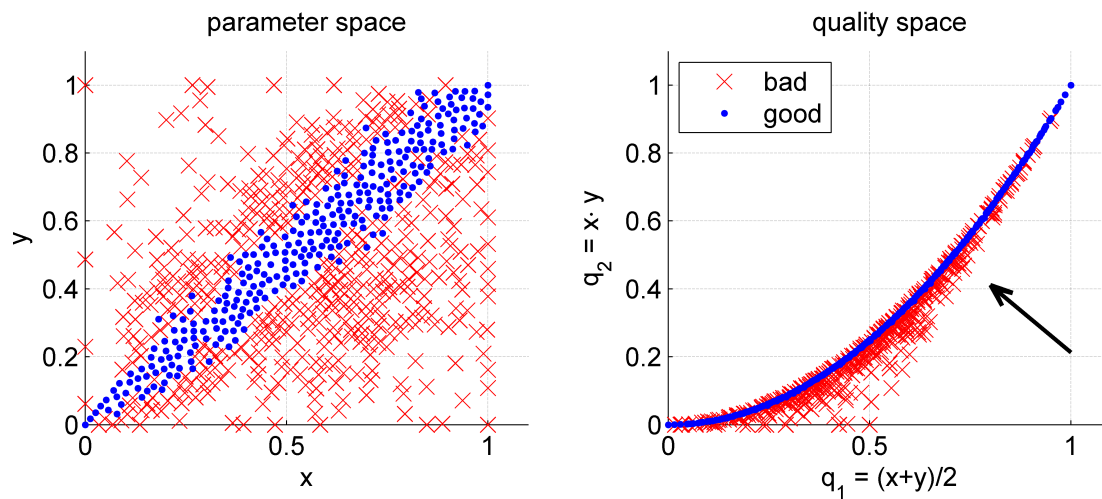


Abbildung 8.8.: Beispielproblem, mit *diffusion*

Tabelle 8.3.: Parameter des Optimierers, vgl. Abbildung 8.8

Parameter	Beschreibung	Wert
epsilon	Mindestabstand von Lösungen	[.02 .02]
diffusion	Zufallskomponente	[1 1]
oldPartners	Anzahl schlechter Lösungen	5
maxPartners	Kandidaten pro Lösung	25
pnorm	Abstandsnorm	2
maxIter	Anzahl Iterationen	∞

In einem weiteren Beispiel wird deutlich, dass die Verwendung von Zufallselementen bei bestimmten Aufgabenstellungen obligatorisch ist. Der Parameterraum wird weiterhin auf den Bereich zwischen 0 und 1 beschränkt und es werden zwei neue Zielfunktionen definiert:

$$q_1 = 0,1 + 3 \cdot \left[\sqrt{(x - 0,6)^2 + (y - 0,4)^2} - 0,5 \right]^2 \quad (8.4)$$

$$q_2 = 0,1 + 3 \cdot \left[\sqrt{(x - 0,4)^2 + (y - 0,5)^2} - 0,5 \right]^2 \quad (8.5)$$

Außerdem soll weiterhin q_1 minimiert werden, während q_2 maximiert wird. Abbildung 8.9 zeigt den Parameter- und den Lösungsraum für einen Optimierungslauf, wenn *diffusion* und *oldPartners* deaktiviert sind. Offensichtlich ist der Algorithmus nicht in der Lage, den Parameterraum mit der festgelegten Strategie sinnvoll zu durchsuchen: Die gefundenen Lösungen hängen nicht zusammen und es ergibt sich keine klare Pareto-Front, obwohl beide Zielfunktionen offensichtlich differenzierbar sind. In Abbildung 8.10 wurde der Parameter *oldPartners* aktiviert. Durch die zufällige zusätzliche Auswahl von bereits verworfenen Punkten als Eltern für neue Kandidaten ergeben sich nun neue Lösungen im Bereich um den Punkt (0,3;0,5).

Wird zusätzlich noch der Parameter *diffusion* aktiviert, so deckt der Optimierer den Parameterraum besser ab und findet weitere Lösungen. Dies ist in Abbildung 8.11 dargestellt. Dabei werden die Lösungen aus Abbildung 8.10 als Startpunkte für einen weiteren Suchlauf verwendet. Die neu gefundenen Lösungen dominieren die alte Lösungsmenge, wie beim Vergleich der Punkte in den Parameterräumen deutlich wird.

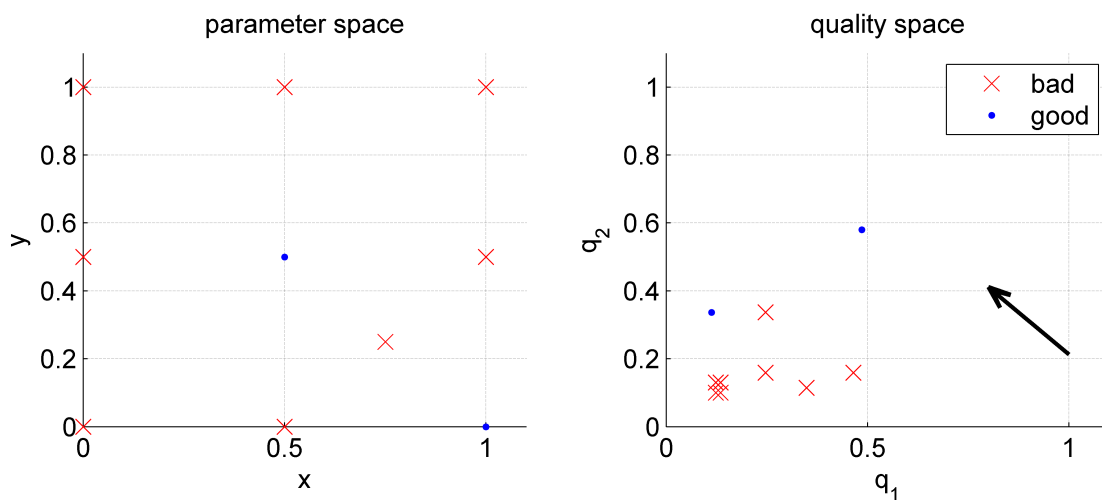


Abbildung 8.9.: Komplexes Beispiel, ohne Zufallselemente

Die Rechenzeiten bei der Berechnung des einfachen Beispiels liegen mit einem PC mit 3,3 GHz Intel Core i3-Prozessor bei unter 1 s für das einfache Beispiel und bei maximal 5 s für das komplexe Beispiel mit *diffusion* und ca. 400 berechneten Punkten.

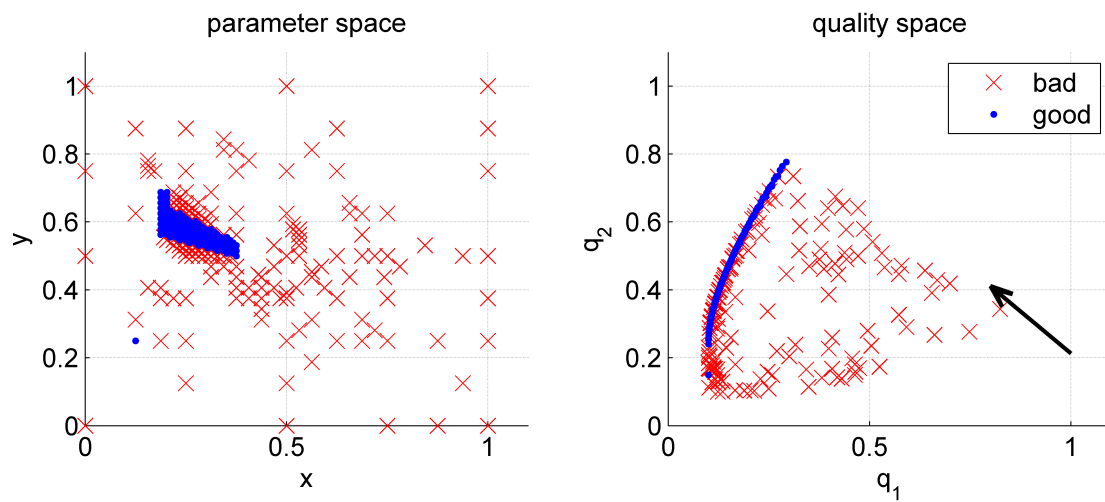


Abbildung 8.10.: Komplexes Beispiel, mit *oldPartners*

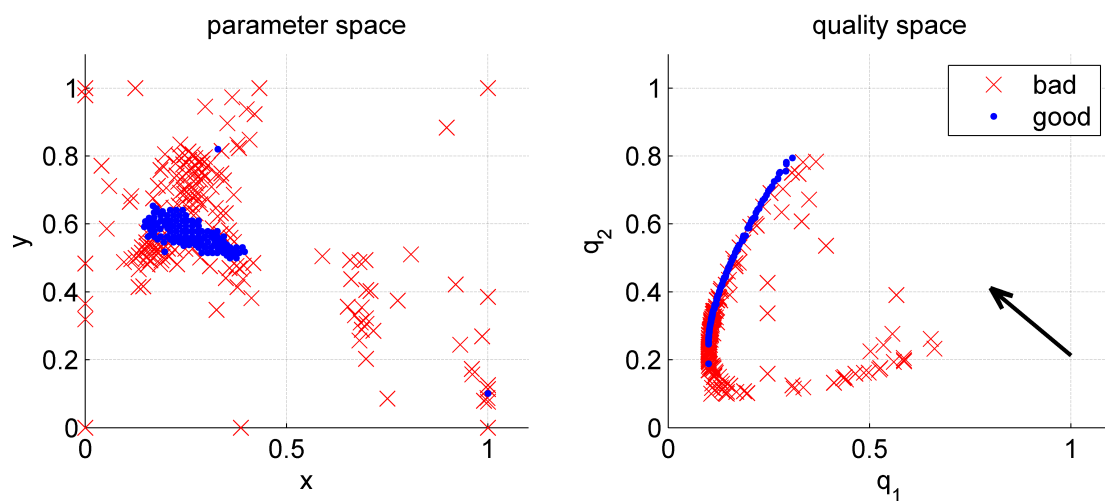


Abbildung 8.11.: Komplexes Beispiel, mit *diffusion*

8.5 Anwendung

Der in Kapitel 8.4 vorgestellte Optimierungsalgorithmus ist einerseits ausreichend vielseitig, um Optimierungsprobleme mit einer beliebigen Anzahl Parametern und mehreren Zielfunktionen lösen zu können und andererseits hinreichend optimiert, um mit einer minimalen Anzahl von Funktionsaufrufen eine ausreichend hohe Abdeckung des Lösungsraums zu gewährleisten. Er wird im Folgenden verwendet, um das Kernproblem dieser Arbeit, die optimale Auslegung von Offshore-Windkraftanlagen, zu lösen.



9 Ergebnisse

Der in Kapitel 8 vorgestellte Optimierer wurde auf das in Kapitel 3 beschriebene Modell angewendet, um sechs Untersuchungen durchzuführen¹:

1. Der optimale Standort (Wassertiefe und Küstenentfernung) für eine Windkraftanlage mit einer Bemessungsleistung P_N von 5,2 MW, einer spezifischen Leistung p_s von 360 W/m^2 , einem Rotor-durchmesser von 135 m und einer Turmhöhe von 100 m (Kapitel 9.1).
2. Die optimale Anlagenkonfiguration (Turmhöhe, spezifische Leistung und Bemessungsleistung) für einen Standort in der Nordsee, der die gleiche Küstenentfernung und Wassertiefe aufweist wie der geplante Windpark Deutsche Bucht (Kapitel 9.2).
3. Die optimale Anlagenkonfiguration (Turmhöhe, spezifische Leistung und Bemessungsleistung) für einen Standort in der Ostsee, der die gleiche Küstenentfernung und Wassertiefe aufweist wie der geplante Windpark Baltic 2 (ehemals: Kriegers Flak) (Kapitel 9.3).
4. Die optimale Anlagenkonfiguration (Turmhöhe, spezifische Leistung und Bemessungsleistung) für einen Standort in der Nordsee mit großer Küstenentfernung und Wassertiefe (Kapitel 9.4).
5. Der optimale Standort (Wassertiefe und Küstenentfernung) sowie die optimale Anlagenkonfiguration (Turmhöhe, spezifische Leistung und Bemessungsleistung) für die Errichtung eines Windparks in der Nordsee (Kapitel 9.6).
6. Der optimale Standort (Wassertiefe und Küstenentfernung) sowie die optimale Anlagenkonfiguration (Turmhöhe, spezifische Leistung und Bemessungsleistung) für die Errichtung eines Windparks in der Nordsee unter der Voraussetzung einer Einspeisevergütung mit Kapazitätskomponente (Kapitel 9.8).

Für jede dieser Untersuchungen werden im Folgenden der Aufbau und die Ergebnisse präsentiert. Sofern keine weiteren Angaben gemacht werden, wird von dem in Tabelle 9.1 aufgezeigten Grundszenario ausgegangen. Die Grenzen und die Quantisierung ϵ der zu optimierenden Parameter sind in Tabelle 9.2 aufgeführt. Die Parameter, die die Suchstrategie des Algorithmus steuern, wurden für die jeweiligen Teilprobleme angepasst, um die Laufzeit zu optimieren.

¹ Erste Ergebnisse mit einer vorläufigen Version des Optimierungsmodells wurden bereits in [93] und [69] veröffentlicht.

Tabelle 9.1.: Standardszenario für die Optimierung

Vergütungsmodell nach EEG	2012
Küstenentfernung onshore d_{on}	50 km
Größe Windpark	80 Turbinen
Leistung HGÜ-Station	1 GW
Mindesthöhe untere Blattspitze	30 m
Triebstrangkonzzept	DFIG
Zuverlässigkeit	95 %
Fundamenttyp	Jacket
Zinssatz	8 %
Instandhaltungskosten	6 %
Parkwirkungsgrad	80 %

Tabelle 9.2.: Grenzwerte der Optimierungsparameter

Variable	Symbol	Einheit	Minimum	Maximum	€
Spezifische Leistung	p_s	W/m ²	150	1000	10
Bemessungsleistung	P_N	MW	1	15	0,1
Nabenhöhe	H	m	50	250	5
Küstenentfernung	d_{off}	km	20	300	5
Wassertiefe	d_{water}	m	20	70	2

9.1 Standortoptimierung

Für eine typische Windkraftanlage der aktuellen Generation mit einer Bemessungsleistung von $P_N = 5200 \text{ kW}$, einer Turmhöhe von 100 m, einem Rotordurchmesser von $D_{\text{rotor}} = 135 \text{ m}$ und einer spezifischen Leistung von $p_s = 363 \text{ W/m}^2$ wurde der optimale Standort im Bereich der Nordsee ermittelt. Da der Ertrag im verwendeten Modell nur von der Turmhöhe, nicht jedoch von Küstenentfernung und Wassertiefe abhängt, ergibt sich ein konstanter Kapazitätskredit von 15,8 %. Die Stromgestehungskosten (COE) und die Rendite (ROI) variieren auf Grund der vom Standort abhängigen Vergütungssätze und Kosten.

Abbildung 9.1 zeigt die Ergebnisse der Optimierung. Oben links sind im Parameterraum alle untersuchten Konfigurationen dargestellt. Die Pareto-Front ist durch rote Kreuze markiert. Es ist klar zu erkennen, dass nur Standorte mit minimaler Wassertiefe zur Lösungsmenge gehören. Offensichtlich ist die Erhöhung der Vergütung nach EEG nicht ausreichend, um die zusätzlichen Fundamentkosten bei größeren Wassertiefen voll zu kompensieren. Das bedeutet, dass es sowohl aus volks- als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist, die Anlagen in möglichst flachem Wasser aufzustellen. Hinsichtlich der Küstenentfernung kann jedoch nicht die gleiche Aussage getroffen werden.

In Abbildung 9.1 oben rechts ist die Pareto-Front im Lösungsraum dargestellt. Die beiden unteren Abbildungen stellen durch farbig markierte Klassen die Zusammenhänge zwischen Wassertiefe, Küstenentfernung und COE (links, in €/MWh) bzw. ROI (rechts) dar.

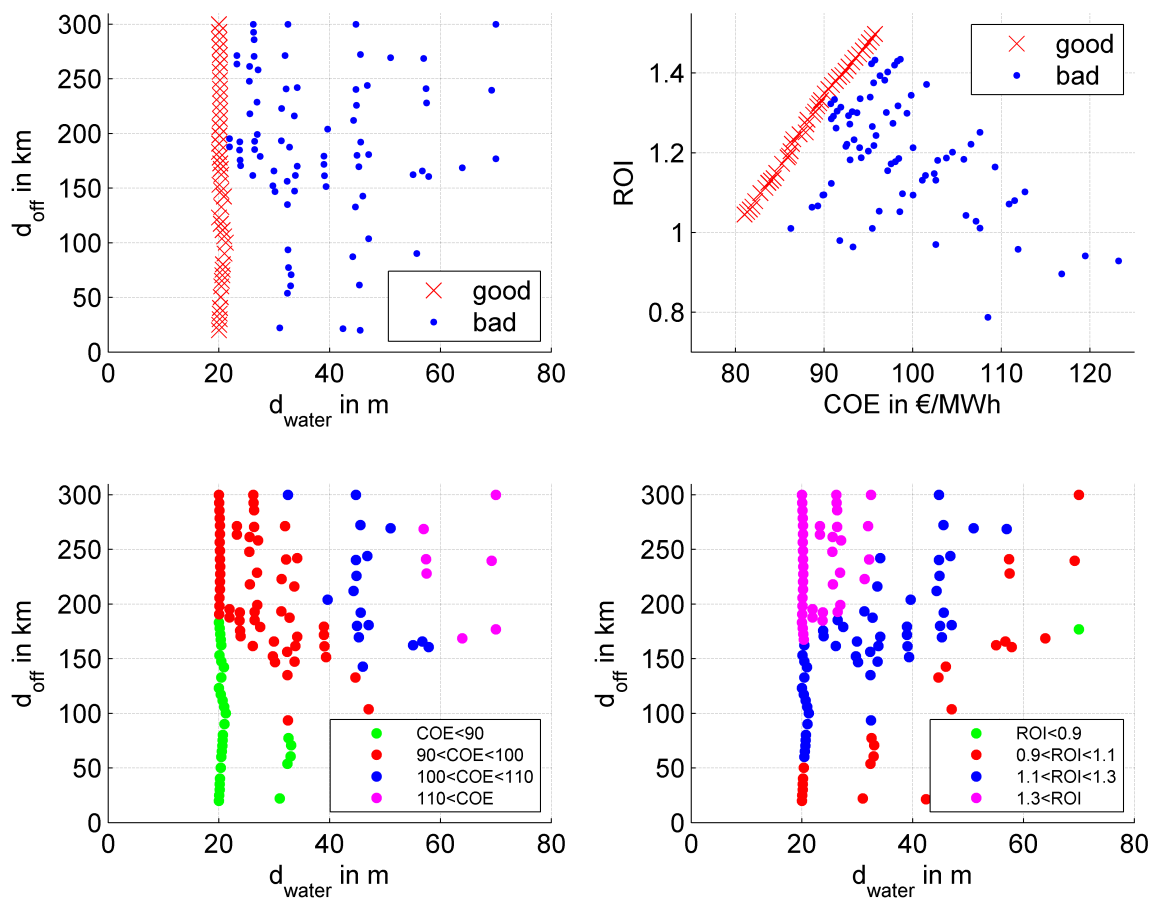


Abbildung 9.1.: Ergebnisse der Standortoptimierung Nordsee

Es zeigt sich, dass Standorte mit großer Küstenentfernung und daraus resultierenden hohen Stromgestehungskosten eine bessere Rendite haben als küstennahe Standorte mit entsprechend geringeren Stromgestehungskosten. Die Vergütung nach EEG kompensiert die zusätzlichen Kosten eines weiter entfernt aufgestellten Windparks demnach zu stark, so dass bei gleicher Wassertiefe ein Anreiz entsteht, Windparks küstenfern und damit volkswirtschaftlich suboptimal zu platzieren. Da allerdings mit zunehmender Küstenentfernung in der Regel auch die Wassertiefe zunimmt, ist davon auszugehen, dass sich die beiden Effekte (Unterkompensation der Wassertiefe, Überkompensation der Entfernung) gegenseitig teilweise aufheben.

9.2 Anlagenoptimierung Nordsee

Für einen typischen Standort in der Nordsee mit einer Küstenentfernung von 100 km und einer Wassertiefe² von 40 m wurde eine Optimierung der Auslegungsparameter spezifische Leistung p_s , Bemessungsleistung P_N und Nabenhöhe H durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9.2 graphisch dargestellt. In dieser ersten Untersuchung wurde die Untergrenze für die spezifische Leistung auf den extrem niedrigen Wert 10 W/m^2 festgelegt.

In Abbildung 9.2 oben-links ist der Parameterraum als dreidimensionale Darstellung mit allen untersuchten Anlagenkonfigurationen (blaue Punkte) und der sich daraus ergebenden Pareto-Front (rote Kreuze) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Parameterraum im Bereich der Pareto-Front mit sehr hoher Auflösung abgesucht wird. Im Lösungsraum (oben-rechts) liegen die untersuchten Punkte auf einer annähernd hufeisenförmigen Kurve. Die Pareto-Front ist im oberen linken Abschnitt mit einem Kapazitätskredit (CC) zwischen 0,2 und 0,5, einem ROI zwischen -1,0 und 1,3 und Stromgestehungskosten (COE) zwischen 85 €/MWh und 1000 €/MWh zu erkennen.

Aus Abbildung 9.2 Mitte-links ergibt sich, dass die höchste Rendite bei einer Bemessungsleistung zwischen 8 MW und 10 MW und bei spezifischen Leistungen um 200 W/m^2 , entsprechend einem Rotordurchmesser von ca. 220 m, erzielt wird. Da die aktuelle Generation von Offshore-Windkraftanlagen Bemessungsleistungen von ca. 5 MW bei Rotordurchmessern von ca. 130 m aufweist und aktuelle Prototypen im Leistungsbereich um 7 MW mit 160 m Rotordurchmesser errichtet werden³, ist das betriebswirtschaftliche Optimum hier erst mit zukünftigen Anlagengeneration erreichbar.

Der Zusammenhang zwischen Kapazitätskredit (CC), Stromgestehungskosten (COE) und Rendite (ROI) in Abbildung 9.2 (Mitte-rechts) zeigt, dass eine Erhöhung des Kapazitätskredits von 0,2 auf 0,3 ohne signifikante Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und Rendite möglich ist. Eine Erhöhung des CC über 0,4 hinaus führt zu einer deutlichen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit. Ab einem CC von 0,5 ist der ROI negativ und die Stromgestehungskosten sind gegenüber dem Bestpunkt mindestens verdoppelt. Die Ursache wird in Abbildung 9.2 unten-links offensichtlich: Ein CC über 0,3 lässt sich nur mit spezifischen Leistungen unter 150 W/m^2 erzielen. Um dies zu erreichen, müssen Windkraftanlagen mit sehr großen Rotordurchmessern auf entsprechend hohen Türmen mit kleinen Generatoren kombiniert werden (z.B. 160 m, 2 MW), die bei hohen Investitionskosten nur einen niedrigen Ertrag erwirtschaften.

² entspricht dem Windpark „Deutsche Bucht“ [57]

³ entsprechend einer spezifischen Leistung von 350 W/m^2

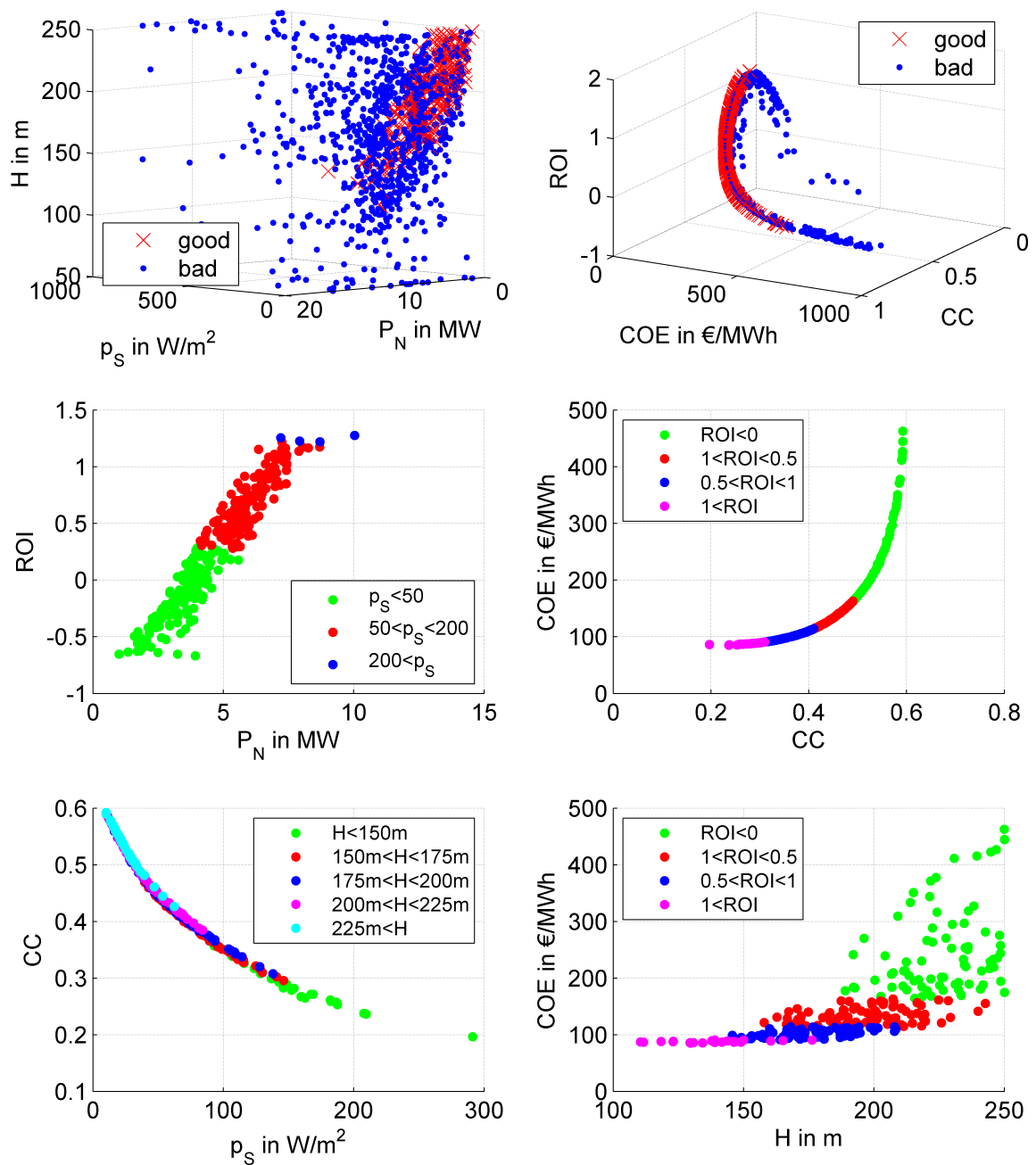


Abbildung 9.2.: Ergebnisse der Anlagenoptimierung Nordsee

Wie sich aus Abbildung 9.2 unten-rechts und unten-links außerdem indirekt ableiten lässt, trägt eine Turmhöhe, die größer ist als das notwendige Minimum, nicht dazu bei, die Stromgestehungskosten zu senken oder den Kapazitätskredit zu erhöhen.

Werden die drei Optimierungskriterien gemeinsam betrachtet, so zeigt sich, dass eine Anlagenauslegung mit einer Bemessungsleistung von ca. 7 MW, einer spezifischen Leistung um 150 W/m^2 und einer Turmhöhe um 150 m, entsprechend einem Rotordurchmesser von 240 m, mit einem ROI von 1,0, einem CC von 0,3 und Stromgestehungskosten um 95 /MWh einen guten Kompromiss zwischen den Anforderungen darstellt. Eine niedrigere spezifische Leistung führt zu stark ansteigenden Kosten, während eine größere spezifische Leistung andererseits nicht zu signifikanten Einsparungen beiträgt.

Rotorblattlängen über 100 m sind mit aktuellen Technologien und Fertigungsverfahren noch nicht erreichbar. Ob die hier verwendeten Skalierungsregeln in diesem Bereich noch gelten, ist somit zweifelhaft. Daher wird für die folgenden Untersuchungen die untere Schranke für die spezifische Leistung auf 150 W/m^2 angehoben.

9.3 Anlagenoptimierung Ostsee

Für einen Standort in der Ostsee mit einer Küstenentfernung von 32 km und einer Wassertiefe von 32 m wurden ebenfalls die optimalen Anlagenauslegungen berechnet⁴. Dabei wurden die Windprofile und Zeitreihen der Messplattform FINO 2 verwendet.

In Abbildung 9.3 sind die Ergebnisse der Optimierung analog zu den Ansichten in Abbildung 9.2 dargestellt.

Abbildung 9.3 oben-links zeigt alle berechneten Konfigurationen (blaue Punkte) sowie die zur Pareto-Front gehörigen Anlagenauslegungen (rote Kreuze) im Parameterraum als dreidimensionale Darstellung, Abbildung 9.3 oben-rechts stellt den zugehörigen Lösungsraum dar.

Wie in Abbildung 9.3 Mitte-rechts und unten-rechts zu erkennen ist, sind die Stromgestehungskosten bei vergleichbarer Rendite ca. 5 % niedriger als am in Kapitel 9.2 betrachteten Standort. Die aus Abbildung 9.3 Mitte-links hervorgehende optimale Anlagengröße ist mit ca. 7,5 MW niedriger als in der Nordsee, wobei auch hier die spezifische Leistung im Optimum auf maximal 250 W/m^2 begrenzt ist.

Aufgrund der höheren Windgeschwindigkeiten am Standort ist bei einer vergleichbar hohen Rendite und niedrigen Stromgestehungskosten ein höherer Kapazitätskredit erreichbar (Abb. 9.3 Mitte-rechts). Turmhöhen über 150 m führen zu einer erheblichen Verringerung der Rendite bei geringfügiger Erhöhung der Stromgestehungskosten und zu vernachlässigender Erhöhung des Kapazitätskredits (vgl. Abbildung 9.3 unten-rechts und unten-links).

Eine sowohl volks-, als auch betriebswirtschaftlich gute Anlagenauslegung an diesem Standort bewegt sich im Bereich Nabenhöhe 140 m, Bemessungsleistung 7 MW und Rotordurchmesser 190 m ($p_s = 250 \text{ W/m}^2$).

⁴ Dies entspricht dem Windpark Baltic 2, ehem. „Kriegers Flak“

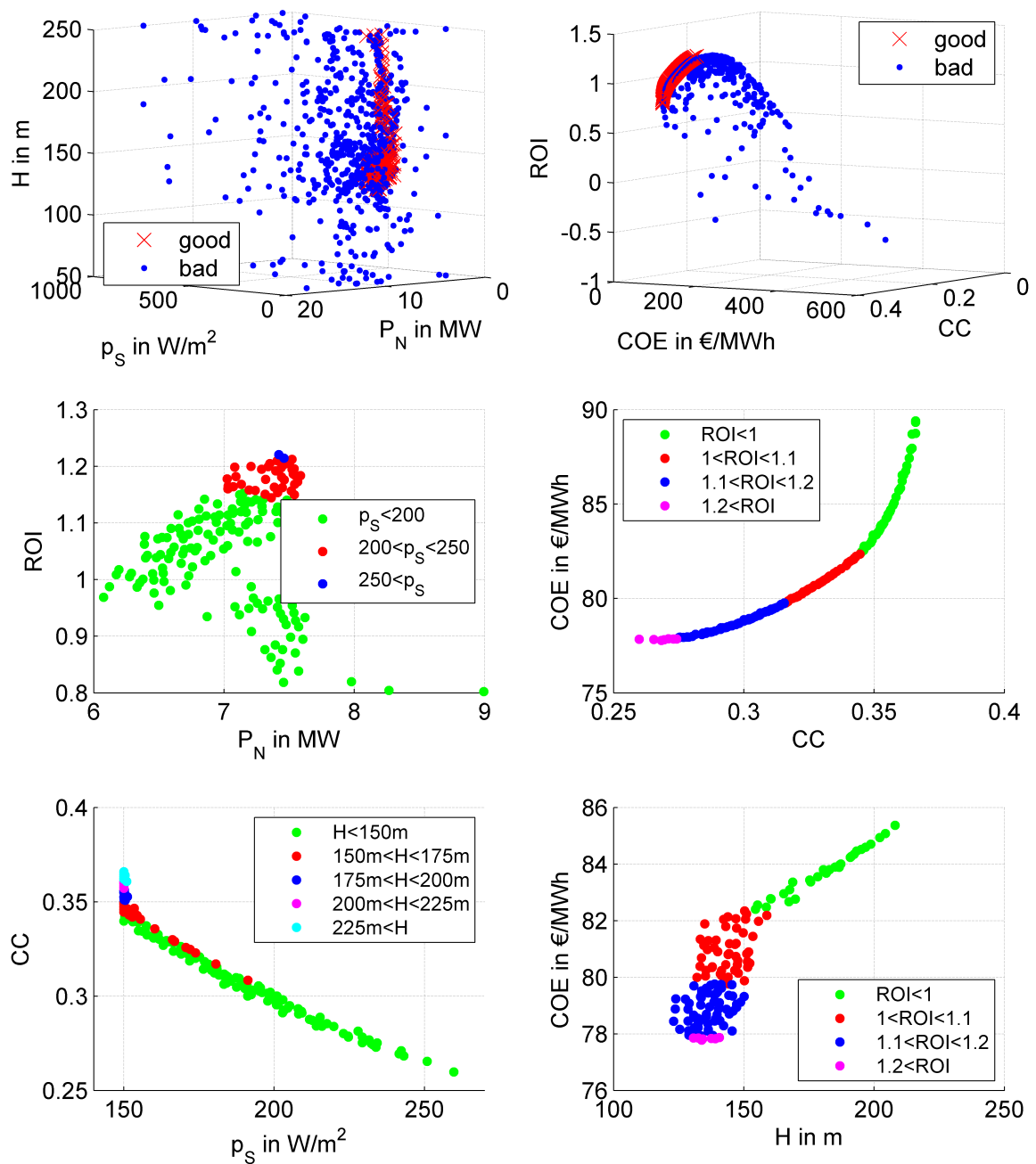


Abbildung 9.3.: Ergebnisse der Anlagenoptimierung Ostsee

9.4 Anlagenoptimierung Nordsee küstenfern

Zusätzlich wurde noch ein Standort in der Nordsee mit sehr großer Küstenentfernung (250 km) und großer Wassertiefe (60 m) untersucht. Da das Skalierungsmodell dabei weit im Extrapolationsbereich arbeitet, sind die Ergebnisse dieser Berechnungen weniger zuverlässig als in den beiden vorhergegangenen Auslegungen. Mit der Errichtung von Windparks an solchen Standorten ist frühestens um das Jahr 2025 zu rechnen.

In Abbildung 9.4 oben-rechts und oben-links sind die untersuchten Anlagenkonfigurationen als Punkte im jeweils dreidimensionalen Parameter- und Lösungsraum dargestellt. Die Pareto-Front ist durch rote Kreuze markiert.

Aus Abbildung 9.4 Mitte-links ergibt sich eine optimale Anlagengröße von 9 MW bis 10,5 MW bei Rotordurchmessern um jeweils ca. 240 m. Die Stromgestehungskosten erhöhen sich gemäß Abbildung 9.4 Mitte-rechts gegenüber dem in Kapitel 9.2 berechneten Fall um ca. 5 %, wobei die Rendite (ROI) sich nicht verringert. Bei einer optimalen Turmhöhe von 150 m bis 175 m (vgl. Abb. 9.4 unten-rechts) ist so ein Kapazitätskredit im Bereich von 0,25 erreichbar (vgl. Abb. 9.4 unten-links).

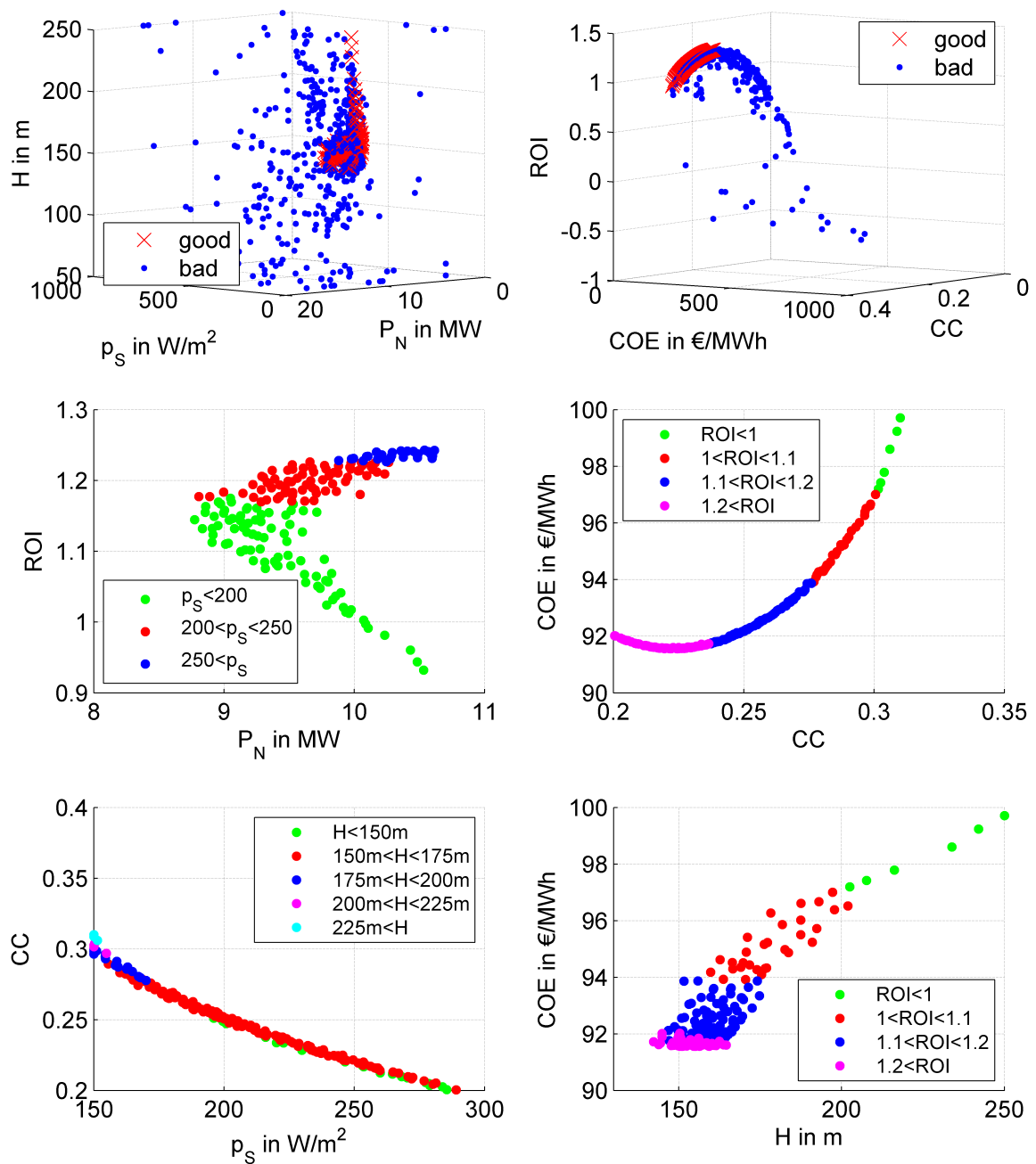


Abbildung 9.4.: Ergebnisse der Anlagenoptimierung Nordsee, 250 km Küstenentfernung

9.5 Schlussfolgerungen Anlagenauslegungen

Der direkte Vergleich der Optimierungsergebnisse der drei untersuchten Standorte in Nordsee und Ostsee lässt folgende Schlüsse zu:

1. Eine niedrige spezifische Leistung von maximal 250 W/m^2 ist an allen Standorten volkswirtschaftlich und betriebswirtschaftlich sowie aus Sicht des Stromnetzes sinnvoll. Aktuelle Prototypen für Offshore-Standorte weisen spezifische Leistungen über 350 W/m^2 auf, allerdings mit sinkender Tendenz (vgl. Kapitel 2.3).
2. Um den Kapazitätskredit weiter zu erhöhen, ist eine Senkung der spezifischen Leistung einer größeren Nabenhöhe vorzuziehen, da die Windprofile der Offshore-Standorte sich durch einen niedrigen Höhenexponenten auszeichnen.
3. Eine Senkung der spezifischen Leistung unter 250 W/m^2 reduziert die Rendite deutlich und erhöht die Stromgestehungskosten leicht.
4. In allen betrachteten Fällen fällt das Minimum der Stromgestehungskosten mit dem Maximum der Rendite zusammen. Fehlanreize durch das EEG entstehen hier nicht.
5. Eine Erhöhung des Kapazitätskredits von 0,25 auf 0,3 erhöht die Stromgestehungskosten in den drei betrachteten Fällen um 1 €/MWh bis 4 €/MWh .
6. Eine Erhöhung der Nabenhöhe über 150 m bringt in keinem Fall signifikante Verbesserungen des Kapazitätskredits, erhöht aber immer die Stromgestehungskosten und senkt die Rendite.

9.6 Optimierung Gesamtsystem

In einer weiteren Untersuchung wurde die Standortoptimierung nach Wassertiefe und Küstenentfernung mit der Anlagenoptimierung nach spezifischer Leistung, Bemessungsleistung und Nabenhöhe kombiniert. Dies entspricht der Situation, in der sich ein Investor befindet, der die Wahl zwischen mehreren angebotenen Standorten in der Nordsee hat und die zu installierenden Windkraftanlagen frei wählen kann.

In Abbildung 9.5 sind die Ergebnisse dargestellt. Abbildung 9.5 oben-links zeigt eine Projektion des Parameterraums auf die drei Dimensionen spezifische Leistung p_s , Bemessungsleistung P_N und Nabenhöhe H . Es sind nur die Punkte dargestellt, die Teil der Pareto-optimalen Lösungsmenge sind. Diese ist hier wesentlich größer als in den zwei- und dreidimensionalen Fällen, die bisher behandelt wurden, da die zusätzlichen Freiheitsgrade Küstenentfernung d_{off} und Wassertiefe d_{water} weitere Lösungen ermöglichen.

Abbildung 9.5 oben-rechts zeigt die Pareto-Front im Lösungsraum. Hier ist deutlich die Ausprägung der Front als zweidimensionale Fläche zu erkennen, wobei jeder Punkt auf der Oberfläche eine eigenständige, nicht dominierte Lösung darstellt.

Abbildung 9.5 Mitte-links illustriert erneut das bereits in Kapitel 9.1 (Abb. 9.1) beschriebene Problem der Über- bzw. Unterkompensation der Zusatzkosten für Küstenentfernung und Wassertiefe: Die Kombination aus Kostenstruktur und EEG-Vergütung sorgt für hohe Renditen an küstenfernen Standorten mit geringer Wassertiefe. Dies wird in Kapitel 9.7 weiter untersucht.

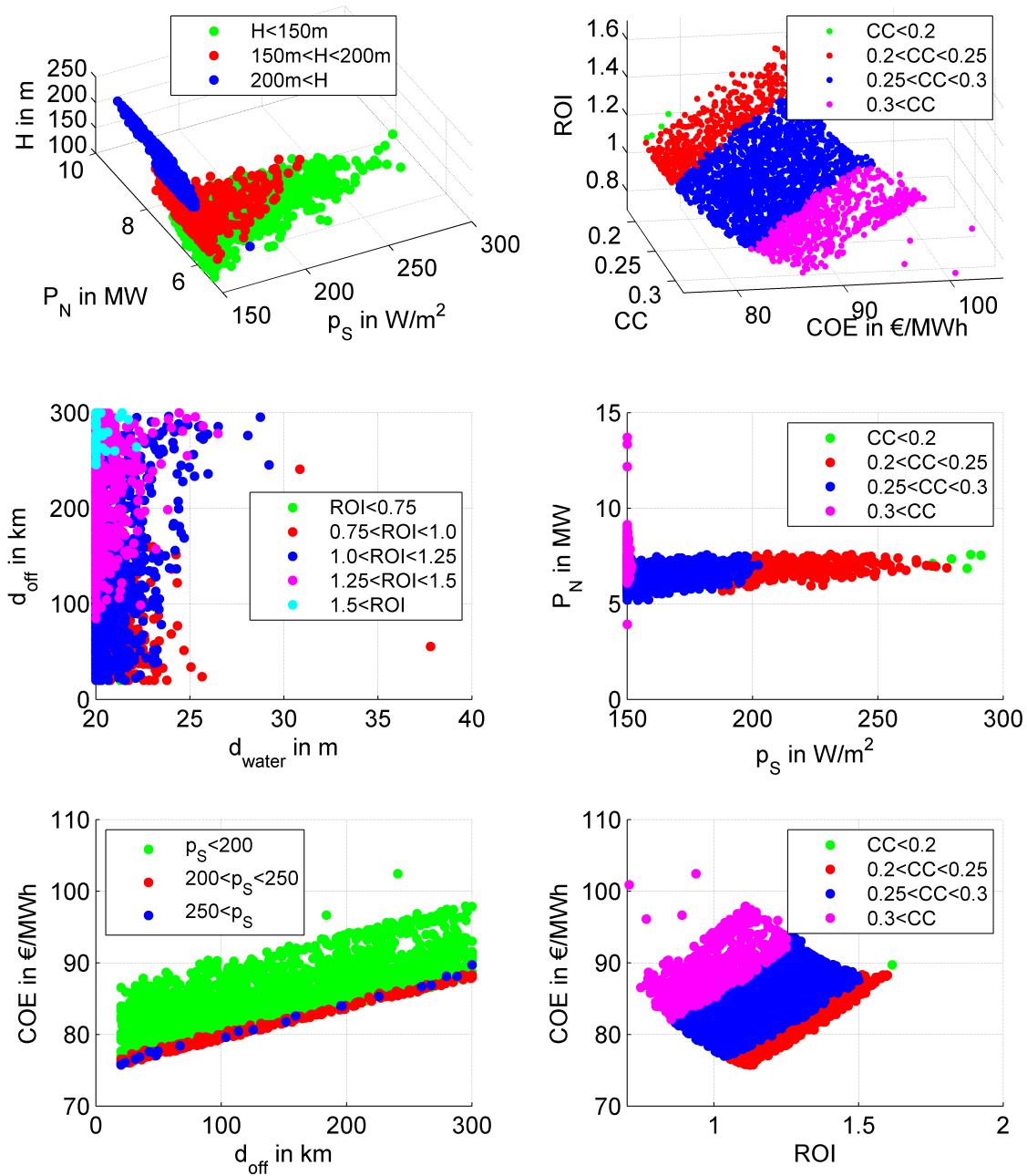


Abbildung 9.5.: Ergebnisse der Anlagen- und Standortoptimierung Nordsee

Abbildung 9.5 Mitte-rechts zeigt, dass bei den im Pareto-Optimum vertretenen Wassertiefen zwischen 20 m und 25 m die bevorzugte Bemessungsleistung zwischen 6 MW und 7,5 MW pro Anlage liegt. Der Kapazitätskredit (CC) variiert dabei in Abhängigkeit von der spezifischen Leistung (und damit des Rortordurchmessers) zwischen 0,2 ($p_s = 300 \text{ W/m}^2$) und 0,3 ($p_s = 150 \text{ W/m}^2$).

Die Stromgestehungskosten nehmen dabei, wie in 9.5 unten-links gezeigt, mit der Küstenentfernung d_{off} zu. Eine Erhöhung des Kapazitätskredits durch Verringerung der spezifischen Leistung resultiert in einer geringfügigen Zunahme der Stromgestehungskosten und einer erheblichen Reduktion der Rendite. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 9.5 unten-rechts dargestellt.

9.7 Modifizierte Standortfunktion

Da sich in den Kapiteln 9.1 und 9.6 gezeigt hat, dass die Kombination von EEG-Vergütung und Kostenstruktur einerseits niedrige Wassertiefen bei großer Küstenentfernung bevorzugt, andererseits aber Standorte mit dieser Kombination von Eigenschaften nicht zur Verfügung stehen, wird ein weiterer Optimierungsvorgang durchgeführt, bei dem eine lineare Abhängigkeit der Wassertiefe von der Küstenentfernung angenommen wird:

$$d_{\text{water}} = d_{\text{off}} \cdot \frac{15 \text{ m}}{100 \text{ km}} + 20 \text{ m} \quad (9.1)$$

Dies entspricht in etwa den tatsächlichen Verhältnissen in der Deutschen Bucht, mit 27,5 m in 50 km Küstenentfernung, 50 m in 200 km Küstenentfernung und 65 m in den am weitesten entfernten der geplanten Windparks. Weiterhin wird unterstellt, dass eine Nabenhöhe von 150 m annähernd optimal ist, so dass dieser Parameter bei der Optimierung nicht variiert wird. Dies stimmt mit den Schlussfolgerungen aus der Anlagenoptimierung im Kapitel 9.5 überein.

Das entstehende Optimierungsproblem mit drei Parametern (spezifische Leistung p_s , Bemessungsleistung P_N und Küstenentfernung d_{off}) kann effizient gelöst und dargestellt werden. Abbildung 9.6 zeigt das Ergebnis.

In Abbildung 9.6 oben-links und oben-rechts ist die Pareto-Front im Parameter- bzw. Lösungsraum dargestellt. Klar erkennbar sind zwei Cluster von Pareto-optimalen Lösungen im Parameterraum: Das erste im Bereich einer Bemessungsleistung zwischen 6 MW und 7,5 MW bei einer Küstenentfernung bis 200 km und das zweite bei einer Bemessungsleistung um 10 MW bei einer Küstenentfernung ab 150 km. Im Lösungsraum (oben-links) ist die zweidimensionale, zusammenhängende Ausprägung der Pareto-Front gut erkennbar.

Abbildung 9.6 Mitte-rechts zeigt, dass die Stromgestehungskosten mit der Küstenentfernung zunehmen, wobei die Rendite mit der Entfernung steigt. In Abbildung 9.6 Mitte-links zeigt sich, dass eine spezifische Leistung von weniger als 300 W/m^2 zu einer verringerten Rendite führt. Da eine niedrige spezifische Leistung immer auch einen hohen Kapazitätskredit impliziert, gibt es also keinen betriebswirtschaftlichen Anreiz, Anlagen mit einem besonders hohen Kapazitätskredit zu errichten.

Bemerkenswert ist, dass die zusammenhängende Pareto-Front (vgl. Abbildung 9.6 oben-rechts) sich aus zwei separaten Clustern im Parameterraum zusammensetzt, die zwei verschiedene Leistungsklassen

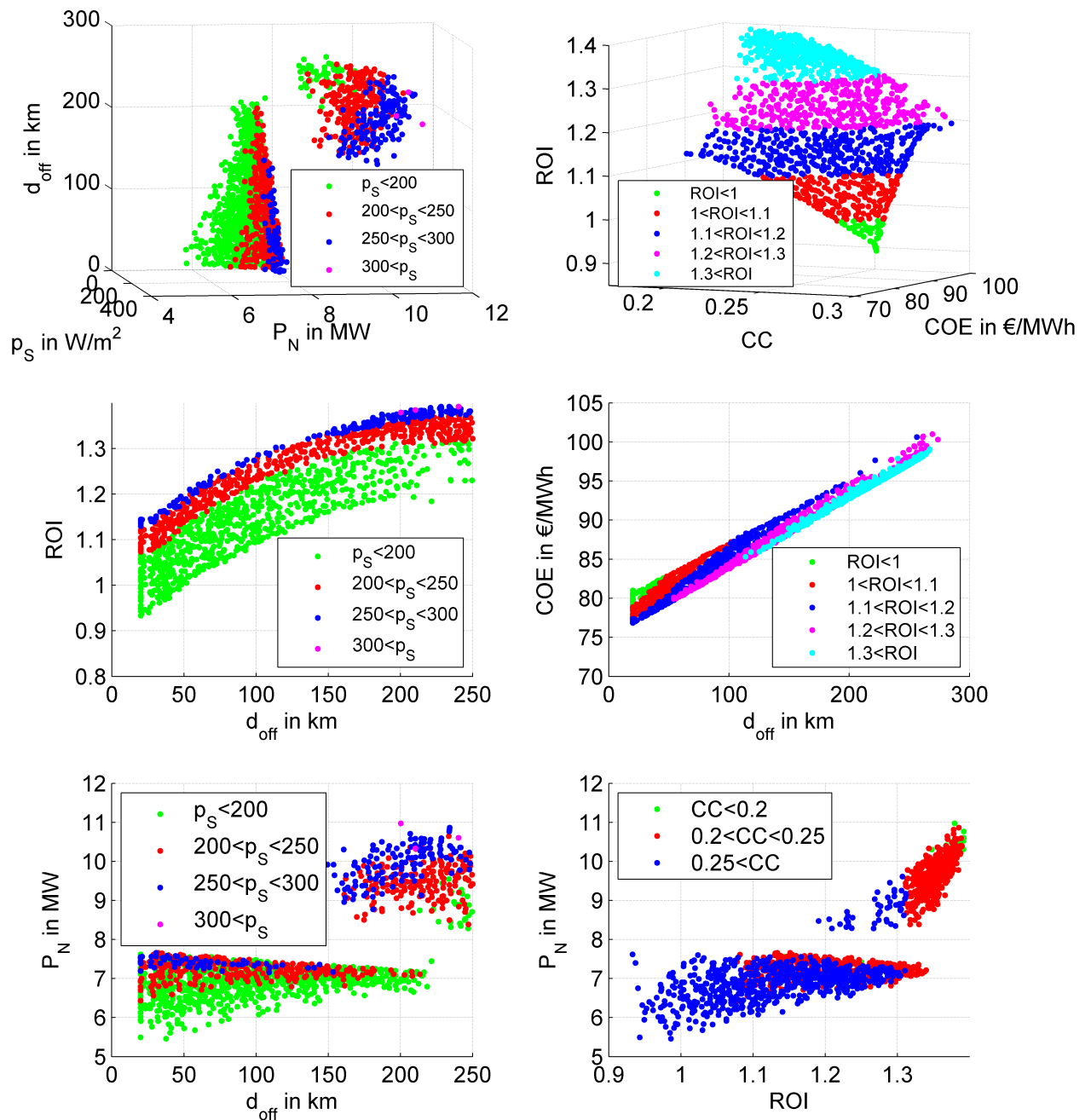


Abbildung 9.6.: Ergebnisse modifizierte Standortfunktion Nordsee

repräsentieren. Dies ist auf den nichtlinearen Verlauf der Kostenfunktion zurückzuführen. Die Trennung der beiden Cluster repräsentiert somit einen Technologiewechsel bei großen Wassertiefen und Küstenentfernungen.

Damit ergibt sich, dass im Bereich bis ca. 150 km Küstenentfernung, entsprechend einer Wassertiefe von 42,5 m (vgl. Gleichung 9.1), Windkraftanlagen mit einer Bemessungsleistung von 7 MW und einem Rotordurchmesser von 170 m bis 210 m zu bevorzugen sind, während bei größeren Wassertiefen und Küstenentfernungen die Leistungsklasse um 10 MW mit einem Rotordurchmesser zwischen 200 m und 250 m die höchste Rendite liefert. Abbildung 9.6 unten-links veranschaulicht dabei den Zusammenhang zwischen Küstenentfernung und Anlagenauslegung, Abbildung 9.6 unten-rechts die Beziehung zwischen Bemessungsleistung und ROI.

Es ist festzustellen, dass unter den getroffenen Annahmen (Nabenhöhe 150 m, Wassertiefe als Funktion der Küstenentfernung), die aktuell in Entwicklung befindlichen Prototypen von Offshore-Windkraftanlagen⁵ bereits weitgehend den Anforderungen für eine optimale Auslegung bis zu einer Küstenentfernung von 150 km entsprechen, wobei eine Vergrößerung des Rotordurchmessers (und damit eine Senkung der spezifischen Leistung auf unter 300 W/m²) sinnvoll ist.

Für sehr küstenferne Windparks mit Entfernungen bis 250 km und Wassertiefen bis 57,5 m ist die Entwicklung einer neuen Anlagengeneration mit Bemessungsleistungen um 10 MW sinnvoll.

9.8 Angepasste Vergütungsstruktur

Da in Kapitel 9.1 festgestellt wurde, dass die Vergütungsstruktur des EEG Windparks mit einer großen Entfernung zur Küste durch Überkompensation der entstehenden Zusatzkosten bevorzugt, während eine Erhöhung des Kapazitätskredits nicht belohnt wird, wird hier eine Modifikation der Vergütung vorgeschlagen, die beide Probleme adressiert. Dazu werden zwei Veränderungen eingeführt:

1. Die Verlängerung der Anfangsvergütung bei Küstenentfernungen über 20 km wird ersatzlos gestrichen. Die Verlängerung der Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Wassertiefe bleibt unverändert.
2. Alle Vergütungszahlungen nach EEG werden mit dem Faktor

$$k_{\text{mod}} = \sqrt{\frac{T_{\text{FLH}}}{4800 \text{ h}}} \quad (9.2)$$

in Abhängigkeit von der erzielten Volllaststundenzahl multipliziert. Der Referenzwert von 4800 h dient dabei nur der Skalierung der Gesamthöhe der Vergütung und wurde so gewählt, dass die erzielbaren Renditen gleich bleiben. Eine Veränderung dieses Referenzwerts hat keine Auswirkungen auf die Ergebnisse der Optimierung, senkt aber den ROI und kann genutzt werden, um die Gesamthöhe der Vergütung zu justieren.

⁵ insbesondere Vestas V164, 8 MW, 380 W/m²

Mit diesem angepassten Vergütungsmodell wurde erneut eine Optimierung für Anlagen und Standorte ausgeführt. Dabei wurden die Nabenhöhe erneut auf 150 m festgelegt und die Küstenentfernung mit der Wassertiefe gemäß Gleichung 9.1 gekoppelt.

In Abbildung 9.7 sind die Ergebnisse des Optimierungsvorgangs dargestellt. Oben-links in Abbildung 9.7 ist zu erkennen, dass der in Abbildung 9.6 auftretende Cluster von Anlagenkonfigurationen mit einer Bemessungsleistung um 10 MW im Fall einer modifizierten EEG-Vergütung nicht mehr Teil der Pareto-Front ist. Statt dessen werden für alle Standorte Anlagen mit einer Bemessungsleistung von ca. 7 MW und einer spezifischen Leistung von weniger als 250 W/m^2 bevorzugt (d.h. mit Rotordurchmessern zwischen 190 m und 240 m).

Die Pareto-Front im Lösungsraum (Abbildung 9.7 oben-rechts) ist ähnlich ausgeprägt wie im Fall der nicht modifizierten Vergütung, allerdings ist die Spreizung des ROI deutlich kleiner. Er bewegt sich nur im Bereich 1,2 bis 1,3. Außerdem ist in Abbildung 9.7 Mitte-links zu sehen, dass die profitabelsten Anlagenkonfigurationen nun bei spezifischen Leistungen um 200 W/m^2 liegen, im Gegensatz zu ca. 300 W/m^2 im Fall der unmodifizierten Vergütung. Der Kapazitätskredit erhöht sich damit um ca. 5 Prozentpunkte (vgl. Abbildung 9.7 unten-rechts und Abbildung 9.6 unten-rechts).

Der Blick auf Abbildung 9.7 Mitte-rechts und Mitte-links zeigt, dass der Gradient des ROI über der Küstenentfernung nur gering ist, so dass der Anreiz, küstenfern zu bauen, deutlich reduziert werden konnte. Zusätzlich erhöhen sich die Stromgestehungskosten beim modifizierten EEG nicht, wie ein Vergleich von Abbildung 9.7 Mitte-rechts mit Abbildung 9.6 Mitte-rechts zeigt.

Insbesondere in Abbildung 9.7 unten-links ist erkennbar, dass die optimalen Anlagenkonfigurationen im Vergleich zur unmodifizierten Variante in Kapitel 9.7 jetzt über deutlich größere Rotoren verfügen und (Abbildung 9.7 unten-rechts) einen höheren Kapazitätskredit bei vergleichbarer Rendite ermöglichen.

9.9 Schlussfolgerungen Gesamtoptimierung

Zusammengefasst ergeben sich folgende Erkenntnisse aus der Gesamtoptimierung in den Kapiteln 9.6, 9.7 und 9.8:

1. Die Entfernungskomponente der Vergütung nach EEG ist weder notwendig noch trägt sie zu einer sinnvollen Steuerung der Auslegung von Offshore-Windkraftanlagen bei. Die Tiefenkomponente der Vergütung alleine ist hoch genug, um auch weit entfernte Windparks profitabel zu machen. Da die höheren Kosten für die Netzanbindung küstenferner Windparks - im Gegensatz zu den höheren Fundamentkosten im tieferen Wasser - nicht vom Betreiber des Windparks zu tragen sind, ist die Rechtfertigung der Entfernungskomponente zu hinterfragen.
2. Bereits jetzt ist der Anreiz zur Entwicklung von Windkraftanlagen mit niedriger spezifischer Leistung und dementsprechend hohem Kapazitätskredit gegeben, da diese eine vergleichsweise höhere Rendite erwirtschaften. Dieser Anreiz endet jedoch bei ca. 300 W/m^2 , entsprechend einem Kapazitätskredit um 18 %. Die Einführung einer „Verstetigungskomponente“ in die Vergütung (vgl. Gl. 9.2) kann hier dazu beitragen, die Entwicklung verstärkt so zu beeinflussen, dass Offshore-Windkraftanlagen einen größeren Beitrag zur Netzstabilität leisten.

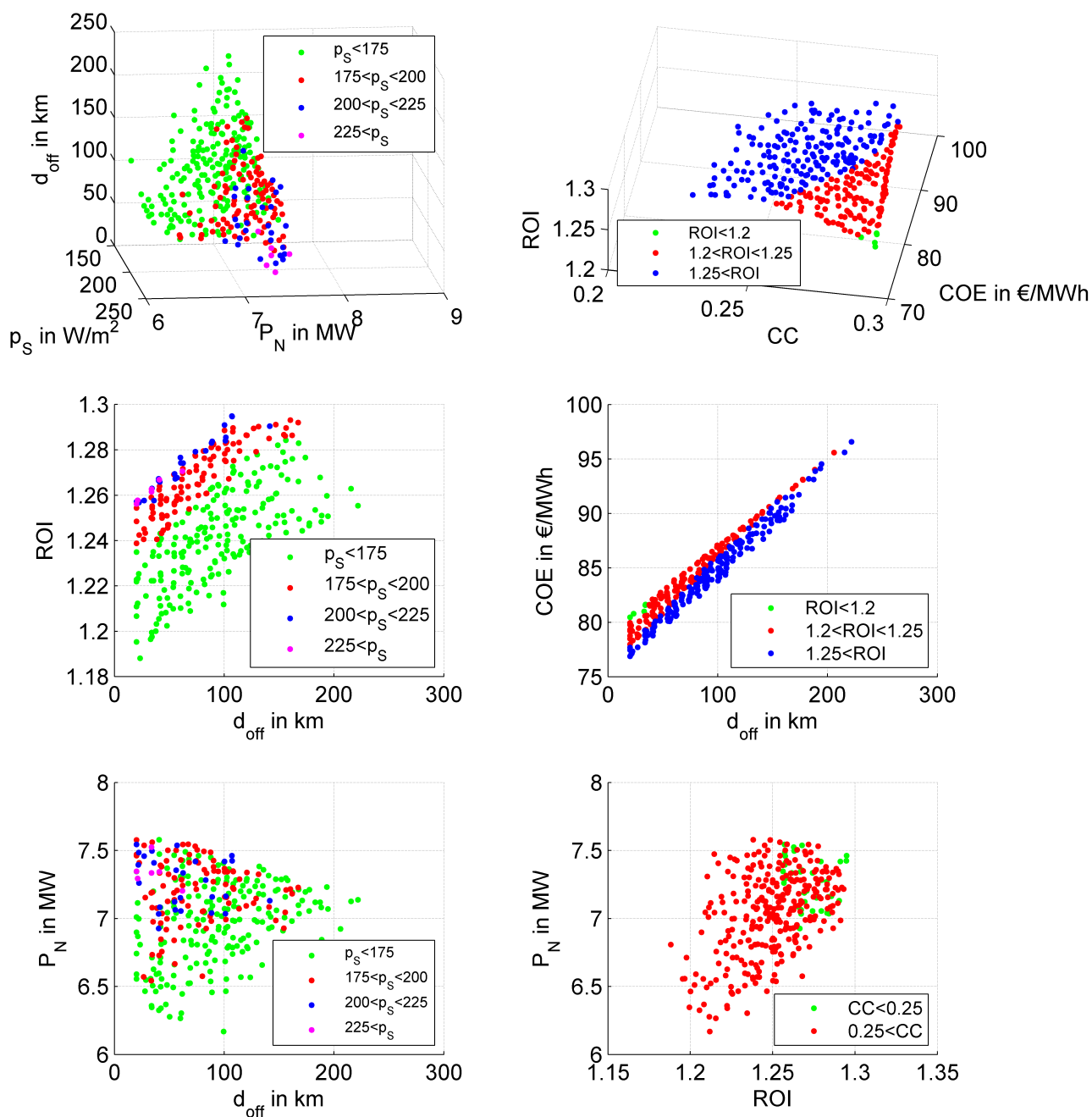


Abbildung 9.7.: Ergebnisse angepasste EEG-Vergütung

-
3. Die ideale Anlagengröße für Windparkprojekte in der deutschen AWZ beträgt 7 MW bei Rotor-durchmessern zwischen 160 m ($p_s = 350 \text{ W/m}^2$) und 240 m ($p_s = 150 \text{ W/m}^2$) und Turmhöhen um 150 m.



10 Fazit

10.1 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wurde sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch der Beitrag zur Versorgungssicherheit von Offshore-Windkraftanlagen durch Teilmodelle abgebildet. Insbesondere ist es gelungen, den Beitrag einzelner Windkraftanlagen zur Versorgungssicherheit in Abhängigkeit von der Anlagenauslegung zu berechnen. In Kombination mit dem weiterentwickelten Kostenmodell aus Kapitel 5 ermöglicht dies Aussagen über die Kosten von durch Windkraftanlagen bereitgestellter gesicherter Leistung. Weiterhin wurde der in Kapitel 8 beschriebene Optimierer entwickelt, der die Pareto-Front für Mehrgrößenprobleme mit einer beliebigen Zahl von Zielfunktionen effizient berechnet.

Auf der Grundlage dieser Modelle konnten dann Optimierungen für verschiedene Standorte, Randbedingungen und Vergütungsmodelle durchgeführt werden, bei denen die Parameter Bemessungsleistung, spezifische Leistung, Nabenhöhe, Wassertiefe und Küstenentfernung variiert wurden. Als Ergebnis dieser in Kapitel 9 beschriebenen Optimierung lässt sich die zukünftige wahrscheinliche Entwicklung von Offshore-Windkraftanlagen unter ökonomischen Gesichtspunkten voraussagen und bewerten.

Dabei wurde ermittelt, dass niedrige spezifische Leistungen um 250 W/m^2 bei Bemessungsleistungen um 7 MW für Offshore-Windkraftanlagen erstrebenswert sind. Voraussetzung hierfür ist, dass die Kosten und Massen von Rotorblättern weiterhin mit $R^{2,3}$ skalieren und die notwendigen technischen Fortschritte erzielt werden, um die notwendigen Rotordurchmesser von 160 m bis 240 m zu erreichen.

Eine Vergrößerung der Nabenhöhe über 150 m und eine Auswahl von Standorten mit großer Wassertiefe sind in keinem Fall von Vorteil. Allerdings hat sich gezeigt, dass die Steigerung der EEG-Vergütung mit der Küstenentfernung die auftretenden zusätzlichen Kosten für küstenferne Standorte überkompensiert. Dies führt zu einer erhöhten Rendite bei küstenfernen Standorten, bei gleichzeitig steigenden Stromgestehungskosten. Dies ist volkswirtschaftlich betrachtet ein Fehlanreiz, der nach Möglichkeit korrigiert werden sollte.

Um die Entwicklung von Windkraftanlagen mit einem besonders hohen Kapazitätskredit zu fördern und gleichzeitig die Netzanschlusskosten zu reduzieren, wäre eine Anpassung der EEG-Vergütung von Offshore-Windkraftanlagen notwendig. Es wurde in Kapitel 9.8 gezeigt, dass eine Vergütungskomponente, die die äquivalenten Volllaststunden berücksichtigt, hierfür geeignet ist. Eine so ausgelöste Erhöhung des Kapazitätskredits durch Absenkung der spezifischen Leistung führt nicht zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten.

10.2 Ausblick

Das hier entwickelte Kosten- und Wirtschaftlichkeitsmodell ist in seiner Anwendung nicht auf die hier behandelten Fälle beschränkt und kann leicht für andere Anwendungen angepasst und genutzt werden.

Denkbar ist die Erweiterung der Wirtschaftlichkeitsberechnung um Vergütungsmodelle für weitere Länder, die Untersuchung graduell oder radikal anderer Vergütungsstrukturen und ihrer Auswirkung auf die Auswahl und Entwicklung von Technologien, sowie die Anwendung der hier entwickelten Methodik auf Onshore-Windkraftanlagen.

Das Modul zur Berechnung des Kapazitätskredits kann auch auf andere Kraftwerkstypen angewendet werden. Denkbar sind Untersuchungen zu anderen Kraftwerkstypen, wie Photovoltaikanlagen, Biogas- und KWK-Anlagen. Wenn ausreichend Daten über den jeweiligen konventionellen Kraftwerkspark zur Verfügung stehen, kann das Modell auch auf andere Länder als Deutschland angewendet werden.

Das implementierte Kostenmodell basiert größtenteils auf öffentlich zugänglichen Informationen und ist in der Lage, die relativen Kosten verschiedener Designvarianten abzubilden. Eine Weiterentwicklung des Kostenmodells unter Einbeziehung proprietärer Informationen von Herstellern und Zulieferern wäre in der Lage, die absoluten Kosten kompletter Anlagen vorauszusagen. Dies ist sowohl für Hersteller als auch für Projektentwickler interessant, um einerseits die Weiterentwicklung bestehender und zukünftiger Anlagenplattformen zu steuern und andererseits die Transparenz der Preisbildung zu erhöhen.

Die bereits im Kostenmodell implementierten Module zur Berechnung von schwimmenden Gründungsstrukturen und alternativen Antriebssträngen können verwendet werden, um Marktnischen für diese zukunftsweisenden Technologien zu identifizieren. Durch Integration von Modulen für weitere Teillösungen, beispielsweise hydrostatische Antriebsstränge, ließe sich das Potential innovativer Ideen verifizieren.

Der entwickelte Optimierungsalgorithmus ist für beliebige nichtlineare Probleme einsetzbar. Durch den modularen Aufbau kann er ohne weitere Anpassungen zur Optimierung von Investitionsstrategien in anderen Anwendungsfeldern eingesetzt werden, sobald eine geeignete Simulationsfunktion in MATLAB® existiert.

Die in Kapitel 4.2 vorgestellte Methode zur Skalierung und Bewertung von Anlagenkennlinien ermöglicht den objektiven Vergleich von Windkraftanlagen verschiedener Größenklassen. Basierend auf diesen Vergleichen könnten „best practices“ identifiziert werden, die dazu beitragen, die Wirkungsgrade zukünftiger Anlagen weiter zu verbessern.

Der Quellcode des Optimierers, der Kennlinienskalierungsfunktion und des Moduls zur Berechnung des Kapazitätskredits ist unter einer Creative Commons Lizenz verfügbar: <http://www.peterengel.com/source>

Teil IV.

Anhang



A Effizienzkennzahlen von Windkraftanlagen

Referenziert in: Kapitel 4.2.3

Tabelle A.1.: Effizienzkennzahlen von Windkraftanlagen

Anlage	P_S	ξ_{eta}	ξ_{int}	ξ_{diff}	ξ_{rmse}
Enercon E48 48m 800 kW	448	0.755	0.966	0.930	0.950
Enercon E44 44 m 900 kW (Manufacturer's table)	598	0.735	0.956	0.910	0.939
Enercon E53 52.9 m 800 kW	369	0.733	0.964	0.926	0.946
Enercon E70 71 m 2300 kW	583	0.719	0.963	0.924	0.947
Enercon E82 82 m 2000 kW (enercon.de)	388	0.707	0.963	0.924	0.947
Enercon E82 82 m 2300 kW (enercon.de)	445	0.706	0.957	0.912	0.940
Enercon E82 82 m 3000 kW (enercon.de)	572	0.697	0.938	0.873	0.914
Enercon E101 101 m 3000 kW (enercon.de)	381	0.695	0.963	0.925	0.941
Enercon E-126 127 m 7500 kW (www.enercon.de)	598	0.689	0.948	0.895	0.929
Siemens SWT-2.3 m-113 MW (MG)	229	0.684	0.961	0.920	0.940
GE 1.5XLE 82.5 m 1.5 MW (Manufacturer's graph)	281	0.669	0.974	0.947	0.962
Gamesa G128-4.5	350	0.664	0.947	0.892	0.923
Vestas V90-3 MW	472	0.658	0.935	0.868	0.904
Suzlon S64 950 64 m 950 kW(MT)	295	0.648	0.952	0.901	0.923
REpower MM92 (Hersteller Garantiert)	305	0.647	0.953	0.905	0.930
AAER A1650 82 m 1650 kW Class IIIa (MT)	313	0.642	0.963	0.924	0.938
Gamesa G90 -2.0 MW	314	0.638	0.944	0.886	0.921
Vestas V60-850 kW	301	0.636	0.949	0.895	0.923
Gamesa G58 -850 kW (Manufacturer's table)	322	0.635	0.945	0.887	0.920
Vestas V112-3 M Mode 0 106.5dB	312	0.632	0.948	0.893	0.921
REpower 3.2M114	311	0.632	0.946	0.890	0.921
Gamesa G52 -850 kW (Manufacturer's table)	400	0.629	0.942	0.882	0.918
Vestas 80 m 2 MW 106.4dB(A) Offshore (from Graph)	398	0.629	0.942	0.881	0.916
Repower 126 m 6M (internet)	493	0.628	0.943	0.883	0.916
REpower MM82 (Hersteller Garantiert)	388	0.627	0.944	0.886	0.923
Vestas V112-3 MW Mode 1 106.5dB	312	0.626	0.945	0.887	0.917
Vestas V80 2 MW (Offshore)	398	0.625	0.942	0.881	0.916
Nordex N117 2400 kW	223	0.625	0.949	0.896	0.926

Tabelle A.1.

Anlage	p_s	ξ_{eta}	ξ_{int}	ξ_{diff}	ξ_{rmse}
Vestas V80-2 MW (Manufacturer's graph)	398	0.624	0.942	0.882	0.917
FL 2500-100 (measured)	323	0.623	0.955	0.908	0.933
Vestas V112-3 MW Mode 2 104.5dB	312	0.622	0.939	0.874	0.913
General Electric 2.5 103 m 2530 kW	304	0.621	0.944	0.885	0.918
Repower 3.4M104 (Hersteller Garantiert)	397	0.620	0.946	0.890	0.922
AAER A1650 77 m 1650 kW Class IIa (MT)	355	0.619	0.947	0.892	0.919
Siemens SWT-2.3 MW-101 m (MG)	287	0.615	0.948	0.894	0.925
FL 3000 (estimated)	263	0.615	0.946	0.890	0.922
Vestas V90-1.8 MW	283	0.615	0.947	0.891	0.921
Gamesa G80 -2.0 MW (Manufacturer's table)	398	0.614	0.934	0.865	0.908
Gamesa G87 -2.0 MW	336	0.613	0.940	0.877	0.916
Vergnet GEVHP(104.4dba) 62 m 1000 kW(MT)	331	0.612	0.925	0.847	0.898
AAER A-2000-84 84 m 2000 kW	361	0.608	0.952	0.903	0.926
Repower 126 m-5 MW (internet)	407	0.607	0.939	0.876	0.911
Siemens SWT-3.6 MW-107 m (MG)	400	0.607	0.927	0.850	0.892
Siemens SWT-2.3 MW-93 m (MG)	339	0.606	0.941	0.879	0.918
Vestas V52-850 kW	400	0.601	0.932	0.860	0.904
AAER A-1500-70 70 m 1500 kW	390	0.600	0.944	0.885	0.913
Nordex N90 2500 kW (Manufacturer's graph)	395	0.599	0.935	0.867	0.908
Gamesa G83 -2.0 MW	370	0.598	0.932	0.861	0.904
Clipper LibertyC96 96 m 2500 kW	345	0.595	0.931	0.859	0.903
FL 2500-90 (estimated)	393	0.593	0.941	0.879	0.914
FL 2500-104 (estimated)	294	0.592	0.941	0.880	0.914
GE 1.5SLE 77 m 1.5 MW (Manufacturer's graph)	322	0.591	0.936	0.869	0.914
Suzlon S64 1250 64 m 1250 kW(MT)	389	0.589	0.927	0.851	0.900
Nordex N60 - 1.3 MW	475	0.589	0.918	0.833	0.895
Nordex N100 2500 kW	320	0.588	0.941	0.880	0.920
Vestas V82-1.65 MW	312	0.588	0.937	0.871	0.915
AAER A-2000-80 80 m 2000 kW	398	0.586	0.946	0.890	0.920
Suzlon S66 1250 66 m 1250 kW(MT)	365	0.585	0.924	0.844	0.893
Nordex S70 1500 kW	390	0.584	0.938	0.873	0.911
Nordex N70 - 1.5 MW	390	0.584	0.938	0.874	0.911
Clipper LibertyC89 89 m 2500 kW	402	0.583	0.928	0.852	0.900
Clipper LibertyC100 100 m 2500 kW	318	0.583	0.926	0.849	0.896
Vestas V82-1.65 MW	312	0.583	0.937	0.871	0.912
AAER A-1500-77 77 m 1500 kW	322	0.583	0.939	0.876	0.908
AAER A-1000/S 54 m 1100 kW	453	0.582	0.911	0.819	0.881

Tabelle A.1.

Anlage	p_s	ξ_{eta}	ξ_{int}	ξ_{diff}	ξ_{rmse}
Clipper LibertyC93 93 m 2500 kW	368	0.580	0.927	0.850	0.897
Bonus 82.4 m 2.3 MW (Manufacturer's graph)	433	0.580	0.930	0.857	0.902
Vestas V90-2 MW	314	0.578	0.936	0.869	0.909
Vestas 80 m 2 MW 101.0dB(A) (from Graph)	398	0.578	0.902	0.800	0.865
Nordex S77 1500 kW	322	0.577	0.927	0.851	0.895
Bonus MkIV 44 m 600 kW	401	0.575	0.900	0.797	0.863
General Electric1.5sl 77m 1500 kW	322	0.571	0.936	0.869	0.906
WindEnergyLebanon 750 kW 57 m (Class3)	294	0.564	0.927	0.850	0.891
AAER A-2000-71 71 m 2000 kW	505	0.557	0.931	0.860	0.900
WindEnergyLebanon 750 kW 50 m (Class1)	383	0.554	0.922	0.840	0.885
WindEnergyLebanon 750 kW 54 m (class2)	327	0.553	0.921	0.840	0.884
General Electric2.5xl 100 m 2500 kW	318	0.550	0.918	0.833	0.884
General Electric3.6sl 111 m 3600 kW	372	0.547	0.903	0.801	0.865
Nordic 1000 54m 1000 kW (Manufacturer's table)	442	0.533	0.909	0.813	0.880
Suzlon S88/2100 88m 2100 kW(MT)	345	0.468	0.906	0.808	0.867
WindEnergyLebanon 1mW 54.4 m	451	0.468	0.874	0.744	0.831



B Herleitung Höhenexponent

Referenziert in: Kapitel 4.1.1

Um aus einer Messung von Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen den passenden Höhenexponenten zu ermitteln, wird hier eine Umformung zur Anwendung der Methode der kleinsten Quadrate (engl. Least Squares) hergeleitet.

Aus [25, S.128] folgt:

$$\frac{v_1}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} = \frac{v_2}{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)} = c \quad (\text{B.1})$$

Damit gilt:

$$v_2 = c \cdot \ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right) \quad (\text{B.2})$$

Und somit:

$$\frac{1}{c} \cdot v_2 = \ln(z_2) - \ln(z_0) \quad (\text{B.3})$$

bzw.

$$\frac{1}{c} \cdot v_2 + \ln(z_0) = \ln(z_2) \quad (\text{B.4})$$

Dies lässt sich darstellen als lineare Gleichung:

$$a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 = y \quad (\text{B.5})$$

Mit $a_1 = \frac{1}{c}$, $x_1 = v_2$, $a_2 = \ln(z_0)$, $x_2 = 1$ und $y = \ln(z_2)$ ergibt sich dann ein lineares Gleichungssystem mit einer Gleichung pro bekanntem Datenpunkt. Ein solches überbestimmtes lineares Gleichungssystem

$$Y = \bar{X} * A \quad (\text{B.6})$$

lässt sich in MATLAB mit der Operation $A = \bar{X} \backslash Y$ effizient nach der Methode der kleinsten Quadrate lösen. Der Vektor Y enthält dabei die Höheninformation, die Matrix \bar{X} die Information zur Windgeschwindigkeit und A die zu bestimmenden Konstanten c und z_0 .



C Windstromerzeugung onshore

Referenziert in: Kapitel 4.1.2

Basierend auf Erzeugungsdaten der EEX ([64]) wurde die Stromerzeugung aus Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland (relativ zur Bemessungsleistung) in Abhängigkeit von der Tages- bzw. Jahreszeit bestimmt. Die in den Abbildungen C.1 und C.2 eingezeichneten roten Linien entsprechen dem (jährlichen) Durchschnittswert, die blauen Linien dem stündlichen bzw. Monatlichen Mittelwert. Gestrichelte Linien zeigen das Konfidenzintervall der Schätzung ($1 - \alpha$): 95 % in Abb. C.1, 99,9 % in Abb. C.2.

Es ergibt sich eine schwach signifikante Korrelation mit der Tageszeit und eine stark signifikante Korrelation mit der Jahreszeit.

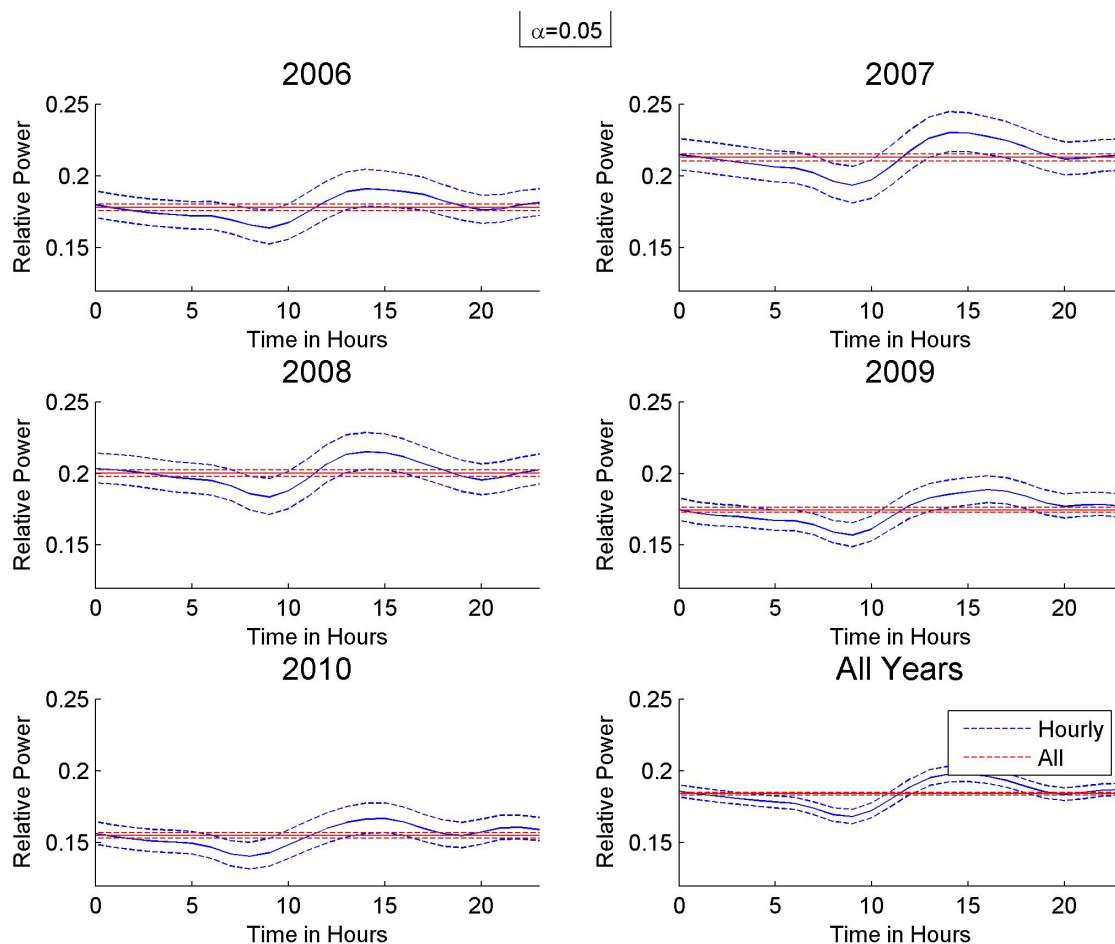


Abbildung C.1.: Stromerzeugung Onshore Wind Deutschland nach Tageszeit

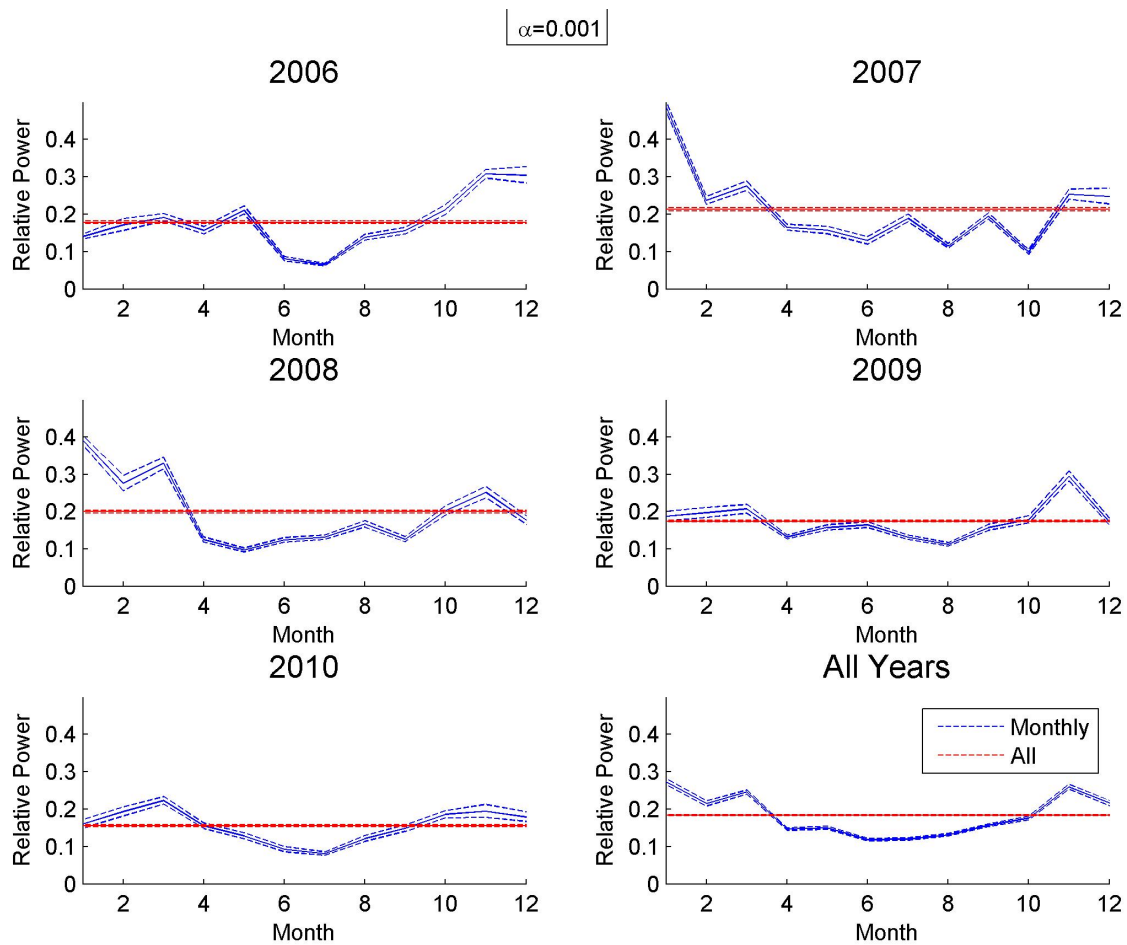


Abbildung C.2.: Stromerzeugung Onshore Wind Deutschland nach Monaten

Literatur

- [1] Martin Achmus. “Bemessung von Monopiles für die Gründung von Offshore-Windenergieanlagen”. In: *Bautechnik* 88.9 (2011), S. 602–616. ISSN: 09328351. DOI: 10.1002/bate.201101503. URL: http://www.fzk.uni-hannover.de/uploads/txt/publikationen/3_02_Achmus.pdf (besucht am 30.07.2012).
- [2] M. Amelin. “Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 24.2 (2009), S. 685–691. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2016493. (Besucht am 28.10.2012).
- [3] American Petroleum Institute. *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design: API recommended practice 2A-WSD, 21st edition*. Hrsg. von American Petroleum Institute. 2005. URL: <http://oc.its.ac.id/ambilfile.php?idp=1765> (besucht am 09.06.2013).
- [4] Michael Axhausen und Karsten Schulze. *Offshore-Wind - Potenziale für die deutsche Schifffahrtsbranche: Studie*. Hrsg. von KPMG. 23.05.2011. URL: http://www.kpmg.de/docs/offshore_wind_copyright_230511.pdf (besucht am 09.06.2013).
- [5] Michael Bartels u. a. “Planning of the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020”. In: *International Journal of Global Energy Issues* 25.3 (2006), S. 257–275. URL: <http://inderscience.metapress.com/content/6KT7UM5JD6T8JGFB>.
- [6] Rebecca Barthelmie u. a. “Upscaling wind turbines: theoretical and practical aspects and their impact on the cost of energy”. In: *Wind Energy* 15.1 (2012), S. 3–17. ISSN: 10954244. DOI: 10.1002/we.527. URL: <http://onlinelibrary.wiley.com/store/10.1002/we.527/asset/we527.pdf?v=1&t=h59og6pe&s=016f4a85b141390a1718a31b86f90ad8ef13a333> (besucht am 30.07.2012).
- [7] A. Beeken und T. Neumann. “FINO1-platform: Operation and Data Analysis of an Offshore based LIDAR Device”. In: *DEWI-Magazin*. Hrsg. von DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut. Bd. 36, S. 53–63. URL: http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_36/08.pdf (besucht am 30.12.2012).
- [8] A. Beeken und T. Neumann. “Update Fino1-Platform: Analyses of Data until June 2009”. In: *DEWI-Magazin*. Hrsg. von DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut. Bd. 35, S. 69–72. URL: http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_35/12.pdf (besucht am 30.12.2012).

-
- [9] L.W.M Beurskens, M. Hekkenberg und P. Vethman. *Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States: Covering all 27 EU Member States with updates for 20 Member States*. Hrsg. von ECN. 28.11.2011. URL: <http://www.ecn.nl/nreap> (besucht am 21.09.2012).
- [10] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 29.03.2012. URL: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf (besucht am 21.09.2012).
- [11] B. Cañadillas, T. Neumann und D. Muñoz-Esparza. "First Insight in Offshore Wind Profiles up to 250 m Under Free and Wind Turbine Wake Flows". In: *DEWI-Magazin*. Hrsg. von DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut. Bd. 41, S. 18–24. URL: http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_41/04.pdf (besucht am 30.12.2012).
- [12] B. Cañadillas, A. Westerhellweg und T. Neumann. "Testing the Performance of a Ground-based Wind LiDAR System: One Year Intercomparison at the Offshore Platform FINO1". In: *DEWI-Magazin*. Hrsg. von DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut. Bd. 38, S. 58–64. URL: http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_38/08.pdf (besucht am 30.12.2012).
- [13] Chris et al Coppens. *Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints*. Hrsg. von European Environment Agency. 10.06.2009. DOI: 10.2800/11373. URL: http://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential/at_download/file (besucht am 25.09.2012).
- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025: Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe*. Hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, 26.11.2010. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/Endbericht_dena-Netzstudie_II.pdf (besucht am 21.09.2012).
- [15] Deutscher Bundestag, 17. *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien: EEG2012*. URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf (besucht am 15.06.2012).
- [16] C. Ender. "Wind Energy Use in Germany - Status 30.06.2012". In: *DEWI-Magazin* 21 (2012), S. 41–48.

-
- [17] *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020: Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung: DENA-NETZSTUDIE I.* 24.02.2005. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/dena-Netzstudie_1-Studie.pdf (besucht am 21.09.2012).
- [18] Wouter Engels, Tom Obdam und Feike Savenije. *Current developments in wind - 2009: Going to great lengths to improve wind energy.* Hrsg. von ECN. 22.12.2009. URL: <ftp://energie.nl/pub/www/library/report/2009/e09096.pdf> (besucht am 17.06.2012).
- [19] Cornel Ensslin u. a. "Current methods to calculate capacity credit of wind power, IEA collaboration". In: *2008 IEEE Power & Energy Society General Meeting.* IEEE, 2009, S. 1–3. ISBN: 1424419050. DOI: 10.1109/PES.2008.4596006.
- [20] European Wind Energy Association. *EWEA Annual Report 2011.* 2.07.2012. URL: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA_Annual_Report_2011.pdf (besucht am 03.03.2013).
- [21] S. Faulstich, P. Lyding und B. Hahn. "Electrical subassemblies of wind turbines – a substantial risk for the availability". In: *European Wind Energy Conference Proceedings.* Bd. 2010. URL: http://proceedings.ewea.org/ewec2010/allfiles2/105_EWEC2010presentation.pdf (besucht am 09.06.2013).
- [22] L. Fingersh, M. Hand und A. Laxson. *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model: Technical Report NREL/TP-500-40566.* Hrsg. von NREL. 19.12.2006. URL: <http://www.nrel.gov/wind/pdfs/40566.pdf> (besucht am 09.06.2013).
- [23] GL Garrad Hassan. *Perspektiven der Offshore Windindustrie in Mecklenburg-Vorpommern.* Hrsg. von GL Garrad Hassan. 18.02.2011. (Besucht am 19.09.2012).
- [24] L. Garver. "Effective Load Carrying Capability of Generating Units". In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 85.8 (1966), S. 910–919. ISSN: 0018-9510. DOI: 10.1109/TPAS.1966.291652.
- [25] Robert Gasch und Jochen Twele. *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb.* 6. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2010. ISBN: 9783834806932.
- [26] B. Hagenkort und Thomas Hartkopf. "Kapazitätseffekt der Windkraftanlagen in Hessen". In: *DEWEK 1998*, S. 340–343. (Besucht am 11.01.2013).
- [27] E. Hau. *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit.* Springer, 2008. ISBN: 9783540721505. URL: <http://books.google.de/books?id=KNBK5oShFUYC>.

-
- [28] Michael Henschel. "Berechnung und Optimierung permanenterregter Maschinen am Beispiel von Generatoren für Windkraftanlagen". Dissertation. Darmstadt: TU Darmstadt, 2006.
- [29] S.A Herman. *Offshore wind farms. Analysis of transport and installation costs: ECN-I-02-002*. Hrsg. von ECN. 2002. URL: <http://www.ecn.nl/publications/PdfFetch.aspx?nr=ECN-I--02-002> (besucht am 09.06.2013).
- [30] Hannele Holttinen u. a. "Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration". In: *Wind Energy* 14.2 (2011), S. 179–192. ISSN: 10954244. DOI: 10.1002/we.410. (Besucht am 27. 10. 2012).
- [31] IEC. *61400 Wind turbines*. 8/2005.
- [32] Stephan Jöckel. "Calculation of Different Generator Systems for Wind Turbines with Particular Reference to Low-Speed Permanent-Magnet Machines". Dissertation. Aachen. (Besucht am 16.06.2012).
- [33] J. Jonkman u. a. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development: Technical Report NREL/TP-500-38060*. Hrsg. von National Renewable Energy Laboratory. URL: http://mhk.pnnl.gov/wiki/images/b/bb/Jonkman_et_al_2009.pdf (besucht am 09.06.2013).
- [34] Martin Junginger, André Faaij und Wim C. Turkenburg. "Cost Reduction Prospects for Offshore Wind Farms". In: *WIND ENGINEERING* 28.1 (2004), S. 97–118. DOI: 10.1260/0309524041210847.
- [35] M. J. Kaiser und B. Synder. *Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf*. Hrsg. von Bureau of Ocean Energy Management Regulation U.S. Dept. of the Interior und Enforcement. Herndon und Virginia, 2011. URL: http://www.bsee.gov/uploadedFiles/BSEE/Research_and_Training/Technology_Assessment_and_Research/648aa.pdf (besucht am 09.06.2013).
- [36] H.J.T. de Noord M. Volkers C.H. Machielse L.A.H Kooijman. *Cost and potential of offshore wind energy on the dutch part of the north sea*. Hrsg. von Netherlands Energy Research Foundation. 24.09.2001. URL: <ftp://www.nrg-nl.com/pub/www/library/report/2001/rx01063.pdf> (besucht am 02. 12. 2012).
- [37] Soren Krohn, Poul-Erik Morthorst und Shimon Awerbuch. *The Economics of Wind Energy*. Hrsg. von European Wind Energy Association. 6.03.2009. URL: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy__March_2009_.pdf (besucht am 16.06.2012).

-
- [38] Kerstin Lesny. "Gründung von Offshore-Windenergieanlagen - Entscheidungshilfen für Entwurf und Bemessung". In: *Bautechnik* 85.8 (2008), S. 503–511. ISSN: 09328351. DOI: 10.1002/bate.200810037. URL: <http://onlinelibrary.wiley.com/store/10.1002/bate.200810037/asset/503ftp.pdf?v=1&t=h59nzd97&s=a71a9f9e2523df6d90b3d5be9ed2b9622381d851> (besucht am 30.07.2012).
- [39] Christian Linnemann und Albert Moser. "Einfluss von HGÜ-Verbindungen auf Markt und Netz". In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 35.2 (2011), S. 117–123. ISSN: 0343-5377. DOI: 10.1007/s12398-010-0036-7. (Besucht am 10.09.2012).
- [40] Gabriele Michalke. "Variable Speed Wind Turbines - Modeling, Control, and Impact on Power Systems". Dissertation. Darmstadt: TU Darmstadt, 2008.
- [41] J.P. Molly. "Design of Wind Turbines and Storage: A Question of System Optimisation". In: *DEWI-Magazin* 40 (2012), S. 23–29. URL: http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_40/04.pdf (besucht am 18.11.2012).
- [42] S. Mostaghim und J. Teich. "Covering Pareto-optimal fronts by subswarms in multi-objective particle swarm optimization". In: *CEC2004 - Congress on Evolutionary Computation* 2004.2 (2004), S. 1404–1411. DOI: 10.1109/CEC.2004.1331061. (Besucht am 30.12.2012).
- [43] T. Neumann, A. Westerhellweg und V. Riedel. "FINO1 Mast Correction". In: *DEWI-Magazin*. Hrsg. von DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut. Bd. 40, S. 60–66. URL: http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_40/09.pdf (besucht am 30.12.2012).
- [44] Armin Rastogi. "Berechnung von doppeltgespeisten Asynchronmaschinen und permanent-erregten Synchronmaschinen als Windgeneratoren und Industrieantriebe". Dissertation. Darmstadt. URL: <http://www.worldcat.org/oclc/682136948>.
- [45] Henning Schneider. "Finite Elemente Berechnung direktangetriebener permanenterregter Synchrongeneratoren für Windenergieanlagen". Dissertation. Darmstadt: TU Darmstadt, 2006.
- [46] Lennart Söder u. a. "A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit". In: (2008), S. 1–5. DOI: 10.1109/PES.2008.4596666. (Besucht am 28.10.2012).
- [47] M. Sperling, A. Pamfensie und Thomas Hartkopf. "Capacity Credit of Wind Power in Germany". In: *Nordic Wind Power Conference Risø National Laboratory 2007* (). (Besucht am 11.01.2013).
- [48] H. Ercan Tasan. "Zur Dimensionierung der Monopile-Gründungen von Offshore-Windenergieanlagen". Dissertation. 2011-03-29. URL: http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2011/3011/pdf/tasan_ercan.pdf (besucht am 31.07.2012).

-
- [49] Eckehard Tröster. "Hochpolige Asynchronmaschine mit Permanentmagnetzwischenläufer als Windkraftgenerator". Dissertation. Darmstadt: TU Darmstadt, 2009.
- [50] Emre URAZ. "Offshore Wind Turbine Transportation and Installation Analyses: Planning Optimal Marine Operations for Offshore Wind Projects". Master Thesis. Visby und Sweden: Gotland University, 2011-06-18. URL: https://www.hgo.se/wpmaster/2652-hgo/version/default/part/AttachmentData/data/Final_Presentation_Copy_Emre_Uraz_17.06.2011_Friday.pdf (besucht am 09.06.2013).
- [51] Dirk Westermann. *Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies: Working Group B4.46*. 2012. ISBN: 978-2-85873-184-8.
- [52] Christian Zimmer. *Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Endbericht*. Hrsg. von CONSENTEC GMBH und R2B ENERGY CONSULTING GMBH. Aachen/Köln, 30.06.2010. URL: http://r2b-energy.com/pdf/Studie_BMWi_Integration_EE_r2b_consentec.pdf (besucht am 27.10.2012).

Internetquellen

- [53] 4C offshore. *Global Offshore Wind Farms Database*. Hrsg. von 4C offshore. URL: <http://www.4coffshore.com/windfarms/> (besucht am 14.09.2012).
- [54] British Wind Energy Association. *RenewableUK - Round 1 Offshore Wind Farms*. Hrsg. von British Wind Energy Association. 13.09.2012. URL: <http://www.bwea.com/offshore/round1.html> (besucht am 14.09.2012).
- [55] British Wind Energy Association. *RenewableUK - Round 2 Wind Farms*. Hrsg. von British Wind Energy Association. 13.09.2012. URL: <http://www.bwea.com/offshore/round-2map.html> (besucht am 14.09.2012).
- [56] British Wind Energy Association. *UK Offshore Wind: Charting the Right Course: Scenarios for offshore capital costs for the next five years*. Hrsg. von British Wind Energy Association. 2011. URL: http://www.gl-garradhassan.com/assets/downloads/UK_Offshore_Wind_Charting_the_Right_Course.pdf (besucht am 15.06.2012).
- [57] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. *Eckpunkte der BSH- Genehmigung „Deutsche Bucht“*. Hrsg. von Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. 26.02.2010. URL: http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/EckpunktederGenehmigungen/Eckpunkte_HedreihDeutscheBucht.pdf (besucht am 23.02.2013).
- [58] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. *FINO-Datenbank*. Hrsg. von Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. URL: <http://fino.bsh.de>.

-
- [59] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. *Nordsee: Offshore Windparks*. Hrsg. von Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. 19.04.2012. URL: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/NordseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf> (besucht am 17.09.2012).
- [60] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. *Ostsee: Offshore Windparks*. Hrsg. von Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. 27.03.2012. URL: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/OstseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf> (besucht am 17.09.2012).
- [61] Bundesverband WindEnergie e.V. *WIND ENERGY MARKET*. Hrsg. von Bundesverband WindEnergie e.V. 2012. URL: <http://www.wind-energy-market.com/de/nc/windenergieanlagen/windenergieanlagen/> (besucht am 16.06.2012).
- [62] Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co.KG. *FACT-SHEET alpha ventus*. Hrsg. von Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co.KG. Oldenburg, 2012. URL: http://www.alpha-ventus.de/fileadmin/user_upload/Pressekit/av_Factsheet_de_Juli2012.pdf (besucht am 21.09.2012).
- [63] *Deutscher Wetterdienst: Webseite*. URL: <http://www.dwd.de/>.
- [64] EEX. *EEX-Transparenzplattform*. URL: <http://www.transparency.eex.com/de/>.
- [65] *Metal-Pages - Neodymium prices*. URL: <http://www.metal-pages.com/metalprices/neodymium/> (besucht am 17.06.2012).
- [66] Siemens. *Siemens Offshore Solutions*. Hrsg. von Siemens. 20.10.2011. URL: <http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/offshore-solutions.pdf> (besucht am 14.09.2012).
- [67] Wikipedia. *Liste der Offshore-Windparks*. Hrsg. von Wikipedia. 12.09.2012. URL: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?oldid=107465760> (besucht am 14.09.2012).
- [68] XEMC. *Pressemeldung*. Hrsg. von XEMC. Hamburg, 2012. URL: <http://www.xemc-darwind.com/index.php/news.html> (besucht am 17.09.2012).

Eigene Arbeiten

- [69] Peter Engel, Patrick Lieser und T. Hartkopf. "Optimization of Turbine Design for Offshore Wind Conditions in the German North Sea and Baltic Sea". In: *EWEA Offshore 2011 Conference Proceedings*. Hrsg. von EWEA. 2011. URL: http://proceedings.ewea.org/offshore2011/proceedings/Posters/PO_114_EWEAOffshore2011presentation.pdf (besucht am 23.06.2013).

-
- [70] Peter Engel, Marcelo Sperling und Thomas Hartkopf. "A method for calculating the Capacity Credit of offshore wind farms". In: *EWEA Offshore 2011 Conference Proceedings*. Hrsg. von EWEA. 2011.
- [71] Peter Engel, Marcelo Sperling und Thomas Hartkopf. "Capacity Credit of Offshore Wind Farms in North Sea and Baltic Sea using the Example of Germany". In: *EWEA Conference Proceedings* (2011). (Besucht am 02.03.2013).

Betreute Diplomarbeiten

- [72] Andreas Acker. "Modellbildung und Simulation neuer Getriebe-Generatorkonzepte für Windenergieanlagen". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2009-06-17.
- [73] Roman Braun. "Automatisierter Entwurf und Simulation des Rotors einer Windkraftanlage in Matlab/Simulink". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2010-05-25.
- [74] Lisa Cross. "Simulation und Optimierung der unterbrechungsfreien Stromversorgung eines elektrischen Pitchsystems für Windenergieanlagen". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2012-01-21.
- [75] Mustapha El Hafdaoui. "Entwicklung von Regelalgorithmen für Windkraftanlagen zur Ertragsoptimierung unter Kenntnis des Windfelds". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2010-12-15.
- [76] Oliver Fleischmann. "Aufbau und Validierung eines Mehrkörpersimulationsmodells einer Windenergieanlage". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2010-05-20.
- [77] Hanno Sättler. "Möglichkeiten der Lastreduzierung im Antriebsstrang einer Windenergieanlage durch Generatorregelung". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2009-08-17.
- [78] Patrick Ihl. "Entwicklung eines Kalkulationsmodells zur Bewertung von Offshore-Windparks über den kompletten Lebenszyklus". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2010-04-30.
- [79] Ji Zhao. "Entwurf und Modellbildung eines Regelungskonzepts für eine Windkraftanlage". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2009-06-24.
- [80] Kerstin Krell. "Entwicklung eines Konzepts zur effizienten energetischen Nutzung eines Industriekamins". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2011-07-28.
- [81] Daniel Kraus. "Modellierung eines generischen Windenergieanlagenmodells zur Untersuchung des elektrischen Verhaltens von Windparks". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2012-01-31.

-
- [82] Ronan Lebordais. "Modellbildung und Simulation eines direktangetriebenen Windkraftgenerators in Comsol Multiphysics". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2010-02-28.
- [83] Daniel Pfeffer. "Analyse des Marktes für erneuerbare Energien mit dem Schwerpunkt Meeresenergie und Entwicklung eines Bewertungsmodells zur Analyse strategischer Optionen". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2009-04-16.
- [84] Xin Xu. "Evaluation of the energy and economic potential of renewable energy of the power supply on a quarter level exemplified with urban planning for the town of FuYang". Diplomarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2009-02-27.

Betreute Studienarbeiten

- [85] Sebastian Beyer. "Modellbildung eines Parabolrinnenkraftwerks mit thermischen Speichern in MATLAB/Simulink". Studienarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2009-02-09.
- [86] Christian Dick. "Evaluierung aktueller und zukünftiger schwimmender Gründungsstrukturen für Offshore-Windkraftanlagen". Studienarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2011-07-31.
- [87] Michael Donotek. "Der Beitrag von Offshore-Windparks zur Versorgungssicherheit in Deutschland". Studienarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2011-05-14.
- [88] Birte Edler. "Simulation der Charakteristik der Windstromerzeugung in Deutschland im Jahr 2020". Studienarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2011-11-14.
- [89] Sebastian Eitel. "Netzanschlussregeln für Windkraftanlagen und ihre Auswirkungen auf verschiedene Generatorkonzepte". Studienarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2009-07-31.
- [90] Lixia Lou. "Generatorkonzepte für zukünftige Windkraftanlagen in der Leistungsklasse über 10 MW". Studienarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2009-02-09.
- [91] Thomas Reitz. "Verfügbarkeit von Rohstoffen und Substitutionstechnologien für Permanentmagnete zum Einsatz in direktangetriebenen Windkraftanlagen". Studienarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2010-02-28.
- [92] Jens Weiland. "Netzanschlusskosten von Offshore-Windparks". Studienarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2012-06-14.

Betreute Bachelorarbeiten

- [93] Alexander Kinnel. "Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Stromgestehungskosten und Capacity Credit bei Offshore-Windkraftanlagen". Bachelorarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2011-07-18.

-
- [94] Patrick Lieser. “Entwicklung eines Algorithmus zur Ermittlung der Pareto-optimalen Lösungsmenge bei der Auslegung von Offshore-Windkraftanlagen”. Bachelorarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2012-01-31.
 - [95] Christoph Peinecke. “Skalierungsregeln für Windenergieanlagen unter besonderer Berücksichtigung von Offshore-Anlagen”. Bachelorarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2010-08-31.
 - [96] Oliver Störkel. “Analyse der Kostenstruktur von Installation und Transport für Offshore Windkraftanlagen”. Bachelorarbeit. Darmstadt: TU Darmstadt, 2012-01-16.

Lebenslauf

Persönliche Daten

Peter Engel
Kühnehöfe 23
22761 Hamburg

Tel.: +49 176 234 737 46
E-Mail: mail@peterengel.com

Geb. am 20. Mai 1981 in Worms

Schulbildung

09/1987–07/1991 Heinrich-von-Gagern-Grundschule, Monsheim
08/1991–06/2000 Gauß-Gymnasium, Worms

Zivildienst

09/2000–07/2001 Arbeiter-Samariter-Bund, Rettungsdienst, Worms

Studium

10/2001–09/2007 Diplomstudiengang Elektro- und Informationstechnik, Vertiefungsrichtung Mechatronik, TU Darmstadt

Berufsweg

10/2007–09/2012 Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Regenerative Energien, TU Darmstadt
10/2012–08/2013 Project Execution Specialist, AREVA Wind, Bremerhaven
seit 09/2013 Deputy Lead Commissioning Manager, DONG Renewable Energies Germany GmbH, Hamburg